



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA.  
FACULTAD DE ELECTROTÉCNIA Y  
COMPUTACIÓN

**Diseño de la localidad Bo. José Antonio  
Mendoza ubicado en el departamento de  
Managua, Municipio de Tipitapa usando tres  
tipos de Normativas Eléctricas: Norma ENEL  
98, Norma Proyecto Tipo (Cambio de Barra),  
Norma PRES (Proyecto de Redes Eficientes  
y Sostenibles).**

INFORME DE PRÁCTICAS PROFESIONALES PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.

Elaborado por:

\* Br. Irania Marcela Murillo Pavón.

Tutor:

\* Ing. Ramiro Arcia Lacayo.

Tutor de Empresa:

\* Ing. Francisco Fajardo

Managua, Nicaragua.

Junio 2018

## Contenido

1) Introducción .....	1
2) Ubicación del proyecto. ....	3
3) Antecedentes .....	4
4) Justificación .....	6
5) Objetivos .....	8
5.1 Objetivo general .....	8
5.2 Objetivos Específicos .....	8
6) Marco Teórico .....	9
7) Diseño Metodológico .....	13
7.1 Análisis de pérdidas no técnicas .....	13
7.2 Proceso de selección, validación e instalación de bolsas energéticas .....	15
7.3 Bolsa de energía y su clasificación .....	15
7.3.1 Bolsa de energía en media tensión (MT) .....	16
7.3.2 Bolsa de energía en baja tensión (BT) .....	16
7.4 Levantamiento de datos en bolsa móvil .....	18
7.5 Revisión de datos y ejecución de balance .....	18
8) Cálculo de pérdidas no técnicas .....	18
9) Criterios para la elaboración del diseño eléctrico .....	20
9.1) Normativa ENEL 98 criterios técnicos: .....	20
9.2) Normativa Proyecto Tipo criterios técnicos: .....	21
9.3) Normativa PRES (Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles) criterios técnicos: .....	22
10) Elaboración del levantamiento .....	26
11) Programas usados para elaborar el diseño .....	29
11.1 SGC: Sistema de Gestión Comercial .....	29
11.2 BDI: Base de Datos de Instalaciones .....	30
11.3 AutoCAD: .....	31
11.4 MapSource: .....	33
12) Estudio de cargabilidad .....	33
12.1 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Norma ENEL 98 .....	34
12.2 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Proyecto Tipo .....	34
12.3 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Norma PRES .....	34
13) Selección de transformador .....	36

13.1Selección de transformador Bo.José Antonio Mendoza Norma ENEL 98.....	37
13.2Selección de transformador Bo.José Antonio Mendoza Norma Proyecto Tipo.....	37
13.3Selección de transformador Bo.José Antonio Mendoza Norma PRES.....	37
14) Cálculos de caída de tensión .....	38
14.1 Metodología del cálculo de caída de tensión.....	39
14.2 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98.....	42
14.3 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto tipo .....	42
14.4 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES .....	42
15) Cálculos Mecánicos .....	43
15.1 Criterios de cálculos mecánicos: .....	43
15.2 Metodología de Cálculos Mecánicos.....	44
15.3 Cálculos Mecánicos Bo José Antonio Mendoza Norma PRES .....	49
16) Estaqueo.....	49
17) Punto de entronque.....	50
18) Informe Técnico .....	50
19) Presupuesto .....	51
20) Replanteo .....	53
21) Impacto ambiental .....	54
22) Conclusiones .....	55
23) Bibliografía .....	57
ANEXOS .....	58

## 1) Introducción

La empresa distribuidora de energía eléctrica **DISNORTE-DISSUR** es una empresa en Nicaragua, la que se estableció a partir de Octubre del año 2000, con el principal objetivo adoptar nuevas y modernas formas de gestión y operación con el fin de alcanzar y garantizar calidad y eficiencia del servicio eléctrico a los diversos sectores del país, permitiendo desarrollarse ampliamente en diversos temas. Aunque el servicio eléctrico del todo el país ha venido aumentando gradualmente desde el 30% en 1971 hasta 73.74% en el 2013, se están trazando metas para llegar a una cobertura del 90%. Entre uno de los factores que influye y que impide alcanzar este propósito es la pérdida de energía en el cual se trabaja en la función primordial de optimizar de la mayor forma correcta el buen uso de la eficiencia energética, esto debido a que en Nicaragua es un tema de vital importancia para el desarrollo del mismo, según estudios realizados confirman que para el cierre del año 2016 las pérdidas en la empresa distribuidora DISNORTE-DISSUR alcanzo un 43.12% equivalente a (57.7GWh), siendo el sector Managua con mayor pérdidas correspondiente al 60% de pérdidas eléctricas, en pérdidas económicas de C\$2,500,000es por ello que se crean soluciones alternas para radicar a la mínima expresión el fraude eléctrico.

Para hacer frente a esto la empresa distribuidora ha desarrollado diferentes programas como la Normalización de Asentamiento con la construcción de Redes de Distribución en Media y Baja tensión en la que se pueden aplicar los distintos tipos de Normativas entre las cuales esta: Norma ENEL 98, Norma Proyecto tipo (cambio de barra), Norma PRES (Proyecto de redes eficiente y sostenibles).

El principal compromiso con este tipo de proyectos es que los servicios de electricidad que se brindan en las diferentes zonas urbanas aseguren la sostenibilidad y la reducción de las pérdidas desde el momento en el que es planteada la propuesta, por lo que es fundamental en dicha etapa la contante

presencia y participación de las diferentes áreas de la Distribuidora entidades o empresas encargadas de la operación y mantenimiento de la nuevas redes. Por lo que las soluciones técnicas deben cumplir con la normativa de cada manual de Construcción de Redes de Distribución de Media y baja Tensión 13.2kV/24.9kV aplicados por DISNORTE – DISSUR, para cada manual de Norma sea la Norma ENEL 98, Norma Proyecto Tipo o la Norma PRES las que están relacionadas con la reducción de pérdidas, así mismo deben de contar con los análisis necesarios y la documentación con el suficiente soporte que garanticen las condiciones de sostenibilidad de los servicios.

En otro aspecto, la empresa INGENICA .S.A, empresa colaboradora de la distribuidora DISNORTE-DISSUR aporta sus conocimientos en las áreas de Diseño y Supervisión de los diferentes proyectos que son solicitados por la distribuidora, por lo cual con la aprobación de la misma se pretende gestionar y ejecutar las actuaciones de los esquemas que conlleva cada normativa y las distintas tipologías de clientes concentrados, lo cual es el procedimiento para la aplicación en todas las unidades que actuaran en la implementación de los diferentes modelos de reducción de pérdidas en todo el territorio nacional.

El presente trabajo tiene el propósito de mostrar en forma simplificada, los contenidos que deben cumplir y tener en cuenta para la elaboración del diseño eléctrico de redes MT-BT en dependencia del tipo de normativa seleccionada, tomando en consideración el análisis de pérdidas no técnicas que la empresa posee de los distintos sectores, localidades y barrios.

Cabe reiterar que una vez aprobado el estudio de análisis de pérdidas, la obra se presenta a otras aéreas en donde se procede a realizar el levantamiento en manuscrito de forma precisa, con el fin de determinar los alcances o límites de la zona, posterior se elabora el diseño eléctrico en base a los criterios establecidos previamente por la distribuidora, así mismo el diseño eléctrico en media y baja tensión, son debidamente justificados por diversos cálculos que determinan o garantizan la confiabilidad del proyecto, basándose estrictamente en criterios técnicos establecidos en las normativas vigentes, las que son:

Norma ENEL 98, proyecto tipo, Norma PRES, CIEN, etc.

Un proyecto de pérdidas es considerado un éxito rotundo, cuando se logra contrarrestar en su totalidad el fraude eléctrico, recuperando la energía sustraída así como la recuperación de dicha inversión

## 2) Ubicación del proyecto.

El proyecto se encuentra en el Bo. José Antonio Mendoza, ubicado en el departamento de Managua, Municipio de Tipitapa, con dirección: Villa Victoria de Julio Colegio Guardabarranco 9 cuadras al .Este (Tope). Actualmente se encuentra distribuido por 7 centros de transformación:

CT: 5510_54742	50 KVA	68%
CT_5510_54743	50 KVA	97,40%
CT: 5510_54744	50 KVA	45%
CT: 5510_57161	50 KVA	83%
CT: 5510_57162	75 KVA	62,30%
CT: 5510_78914	25 KVA	76%
CT: 5510_150092	75 KVA	40,80%
<b>Total</b>	<b>375 KVA</b>	

\*Tabla 1: Centros de Transformación ubicados en la localidad Bo. José Antonio Mendoza.  
Fuente: Programa BDI, DISNORTE-DISSUR.

\*Ver Anexo2"Mapa de localización y delimitación" del proyecto. Bo. José Antonio Mendoza. Municipio de Tipitapa

### 3) Antecedentes

Nicaragua es el segundo país de más bajos ingresos de América Latina y el Caribe, con una de las tasas más bajas de cobertura del servicio de electricidad en la región. La baja cobertura del servicio de energía es una barrera importante que incide en el Desarrollo socioeconómico de nuestro país.

Aunque la electrificación del país ha venido aumentando gradualmente, la empresa DINORTE-DISSUR tiene como finalidad trazar metas en el país para alcanzar la máxima cobertura así como el equipamiento promedio de cobertura eléctrica del 96% y lograr esa igualdad con el resto de los países de Latino América. La baja cobertura se representa en gran parte por el déficit de viviendas el que se aproxima a unos 310 mil viviendas por habitantes esto equivale a 1,6 millones de personas, las que carecen del servicio de electricidad y una parte importante de la población, 164,046 mil viviendas (820,230 mil personas) habitan en asentamientos y cuentan con un servicio no normalizado, de muy baja calidad, inseguro y sin continuidad, en muchos casos este de procedencia ilegal.

Los índices de la cobertura del servicio de energía eléctrica se ubican entre los más bajos de la región Centro América y muy inferior al promedio del 94,6% correspondiente al de América Latina y el Caribe. Disnorte-Dissur estima que en las áreas rurales es inferior al 60%, mientras que en áreas urbanas alcanza el 80.52%.

El Bo. José Antonio Mendoza es una localidad donde ha venido aumentando el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, debido al crecimiento de la población incrementando futuras cargas, paralelo al crecimiento poblacional se ha incrementado considerablemente la cantidad de energía sustraída por fraude eléctrico en dicha localidad, predominantemente en el entorno de mercados, sector domiciliario, pequeños comercios así como microempresa, las que no hacen el uso correcto de la energía, la que tienen como resultado grandes pérdidas a la distribuidora.

DISNORTE-DISSUR ha venido realizando desde hace años proyectos de implementación para la reducción de pérdidas no técnicas, esto por medio de bolsa de energía, para la cual se crea una área delimitada tanto geográfica como eléctricamente donde se disponen de diferentes equipos de medida necesarios para obtener balances de energía que permitan disponer de indicadores para priorizar su gestión, estas pueden ser bolsas permanentes o Bolsa Móviles según sea el caso, por lo que pueden ser mediciones en media tensión en niveles de tensión 7.6/13.2KV a 14.4/24.9KV o llamadas mediciones primarias, De igual forma se crean mediciones en baja tensión que están localidades

directamente desde los centros de transformación las que miden en niveles de tensión 120/240V, por medio de estas mediciones se logra determinar la relación existente entre la energía vendida (consumida) en diferentes tiempos solicitados o determinados por la distribuidora en dicha zona medida a través de bolsas energéticas versus la energía facturada por cliente mediante gestión comercial.

La comparación de ambos factores nos permitirá conocer la desviación y el valor de estos nos permite determinar las pérdidas totales (Pérdidas Técnicas y No Técnicas) con un período que se estime para comparar los tiempos picos y promedios según lo requiera la distribuidora. Es importante mencionar que todos los centros de transformación localizados en un proyecto tengan su balance de energía realizado antes del replanteo del proyecto.

Este proyecto se enfocara en el Bo. José Antonio Mendoza, en donde predomina carga residencial y comercial con un déficit de pérdidas no técnicas del 67.5%, cabe mencionar que el porcentaje tolerable establecido es del 8%, para garantizar el cumplimiento de este desafío y respetar el marco legal ambiental vigente, DISNORTE-DISSUR, de forma coherente con la mejora continua, procurará la preservación del medioambiente por medio de la prevención de la contaminación; el uso racional de los recursos y materias primas; y la minimización de los residuos y el impacto de éstos. Garantizando con éxito el plan de reducción de Pérdidas incorporando el desarrollo de nuevas redes de distribución con el fin de obtener resultado satisfactorios, e indicadores dentro de lo normal, logrando así la recuperación del capital invertido en cada uno de estos proyectos que serán implementados en diversos lugares con el misma finalidad.



#### 4) Justificación

Según estudios realizados por la empresa distribuidora de energía eléctrica DISNORTE-DISSUR, en coordinación con las diferentes áreas que son regidas por el departamento de Tecnología de la medida y arquitectura energética, se logró determinar en base a resultados obtenidos por medio de la instalación de bolsas de energías correspondientes al sector del Bo. Jose Antonio Mendoza, dando como resultado un índice de energía sustraída por fraude eléctrico, corresponde al 67.5%, este valor exige a lo inmediato priorizar dicho sector en estudio, por lo tanto se deben de caracterizar las áreas energéticas con el fin de identificar los suministros en la zona a adecuar que carezcan de redes normalizadas, logrando estimar los diferentes clientes difíciles o agresivos, que poseen un alto perfil de consumo con una alta reincidencia al fraude y no permitan la aplicación de medios convencionales de normalización para controlar las pérdidas, por lo que deben ser propuestos para proyectos de protección de red usando una de los tres tipos de normativa para su ejecución final.

En el caso de la realización la normalización mediante la norma ENEL 98 se pretende hacer una concientización con la población en general para garantizar la eliminación total del fraude, educando y promoviendo el desarrollo que permite el buen uso de la energía así como las consecuencias que conlleva la alteración o manipulación de estas redes.

Para la Norma Proyecto Tipo (cambio de barra) además de la concientización a la población o evitar la manipulación de la redes o los puntos de medida por parte de los clientes pretendiendo reducir las pérdidas tanto no técnicas como técnicas. Por lo que se consideró aumentar la altura de los postes además de instalar cable guía para las acometidas de la población.

En el caso concreto de la Norma PRES (proyecto de redes eficientes y sostenibles) estos proyectos consisten en realizar adecuaciones en la red de distribución secundaria o combinada en media tensión ya sean en niveles de tensión 7.6/13.2KV, 14.4/24.9KV o 120/240V, utilizando una nueva innovación en los diseños en donde se ubica la red de BT en la parte superior de los postes y la red de MT ubicarla en la posición anterior de la red BT agregando un conductor más en MT siendo este la misma fase, esto para poder dificultar o evitar la manipulación de la red o medida por parte de los clientes. con esto se pretende reducir las pérdidas tanto no técnicas como técnicas, esta tipología de red pretende garantizar el uso adecuado de la energía eléctrica para brindar mejor servicio al cliente en general, así mismo se pretende concientizar al consumidor, teniendo como resultado la disminución de las pérdidas.

Los proyectos PRES, tienen como principal objetivo proteger estrictamente la red

de baja tensión, debido a que normalmente una red de distribución en configuración sencilla (Norma ENEL 98), es muy fácil de manipular o conectarse a dicho conductor dando como resultado flujo de pérdidas acumuladas a un sin números de viviendas que se conectan a dicha red de forma irregular o ilegal, en la que normalmente extienden acometidas de formas artesanales (ripios de conductores de diferentes calibres) totalmente fuera de norma e inclusive aumentando riesgos eléctricos, incendios que podrían afectar a personas en el entorno, con daños catastróficos, tal como se muestra en la imagen:



\*Imagen 1: Vulnerabilidad de la red de Baja Tensión, Fuente: Proyecto Bo. José Antonio Mendoza, INGENICA, S. A.

## 5) Objetivos

### 5.1 Objetivo general

- ✓ Evaluar la propuesta de diseño de Media y Baja Tensión para el Proyecto Bo. José Antonio Mendoza implementando las tres Normativas Eléctricas aplicadas en Nicaragua por DISNORTE DISSUR.

### 5.2 Objetivos Específicos

- ✓ -Diseñar la Red Eléctrica del Bo. José Antonio Mendoza con tres Normativas Eléctricas (Norma ENEL 98, Norma Proyecto Tipo, Norma PRES).
- ✓ -Determinar los aspectos constructivos de la Red Eléctrica en el Bo. José Antonio Mendoza con tres Normativas Eléctricas (Norma ENEL 98, Norma Proyecto Tipo, Norma PRES).
- ✓ -Elaborar Presupuesto con las estructuras con las tres Normativas Eléctricas.
- ✓ -Describir el impacto ambiental al construir con las tres tipos de Normativas Eléctricas.
- ✓ -Seleccionar la mejor opción para la construcción de la Red Eléctrica Bo. José Antonio Mendoza con una de las Normativas Eléctricas

## 6) Marco Teórico.

La creación de un diseño para los proyecto de pérdidas en un barrio propuesto a adecuar se realiza con el objetivo de neutralizar las pérdidas por energía sustraída, que son generadas directamente por personas que no tienen conciencia del uso adecuado del servicio de energía eléctrica. El estudio será en el Bo. José Antonio Mendoza ubicado en el municipio de Tipitapa , para esto primeramente se realizara un estudio de análisis de pérdidas no técnicas, con el fin de establecer parámetros de viabilidad del proyecto, esto se logrará por medio de mediciones o llamadas también bolsa móviles en baja tensión, las cuales son debidamente instaladas a cada transformador de la zona a adecuar, así mismo el área de campaña se encarga de verificar en campo las cantidades de clientes que realmente se encuentran conectados a los transformadores en estudio, por lo que se realiza un previo recorrido del sector verificando la agresividad de los clientes ilegales, así mismo constatar la topología de la red, permitiendo presentar una solución más viable. Se continúa con el proceso de justificación, permitiendo saber la cantidad de clientes que serán normalizados, tanto existentes como los que serán beneficiados, garantizándoles siempre calidad en el servicio. Con este dato muy importante se calcula la diferencia de energía correspondiente a la bolsa en comparación al consumo de cada cliente dando como resultado el índice de pérdidas no técnicas de cada transformador en dato porcentual.

Los centros de transformador para la reducción de pérdidas propuestos a desarrollar son los siguientes:

1. **CT 5510\_54742**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 50kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 89. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 69%.
2. **CT 5510\_54743**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 50kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 143. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 97.40%.
3. **CT 5510\_54744**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 50kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 60. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 45%.

4. **CT 5510\_57161**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 50kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 95. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 83%.
5. **CT 5510\_57162**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 75kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 75. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 62.30%.
6. **CT 5510\_78914**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 25kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 39. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 76%.
7. **CT 5510\_150092**, transformador de la zona es de capacidad nominal de 75kVA, a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional, clientes asociados 62. Se determinó un índice de pérdidas no técnicas del 40.80%.

El índice de pérdidas no técnicas estipulado por DISNORTE-DISSUR es del **8%**, por tal razón el Bo. José Antonio Mendoza aplica directamente para ser incluido en el plan de pérdidas a desarrollar en el año 2018.

Una vez concluido el primer paso, se procede con la elaboración del diseño eléctrico en media tensión, en esta etapa del proyecto es donde se estiman las pérdidas (técnicas y no técnicas) y se diseña de manera más óptima con el propósito de cumplir con criterios de rentabilidad y pérdidas.

La distribuidora DISNORTE-DISSUR utiliza la implementación de tres tipos de normativas para la disminución de pérdidas por fraude, y se clasifican:

- I. **Normativa ENEL 98:** Son redes de Distribución de Energía Eléctrica con la característica que la línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo.
- II. **Normativa Proyecto Tipo:** Son redes de Distribución de Energía

Eléctrica con la característica que la línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo. Con la implementación de postes de mayor altura así como instalación de cable guía.

- III. **Normativa PRES (Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles):** Son redes de Distribución de Energía Eléctrica con la característica que la línea de Baja tensión (BT) se instalara en el primer orificio del apoyo y la Red de Media Tensión (MT) se instalara por debajo de la Red de Baja Tensión con soportes laterales o cruceta normalizadas, con la particularidad que donde se proyecte el trazado de línea BT a instalar se tendrán que proyectar también el trazado de línea MT con una misma fase con dos conductores en paralelo al poste esto con el objetivo que la red MT blinde la red BT en donde se consideraran apoyos de 12m en dependencia de las necesidades y topografía del sitio, la Red de Media Tensión (MT) se instala por debajo de la Red de Baja Tensión a 2.15 metros por debajo.

Contando con estos criterios se toma la decisión en conjunto con las áreas de Campaña, Antifraude y Desarrollo, para las soluciones de mayor viabilidad para el barrio presentado, en donde se realiza con las 3 Normativas versus 3 soluciones, se hace esto debido a la agresividad del fraude encontrado y por la topología del lugar.

Una vez enviado el portafolio o lista de los proyectos de pérdidas a realizar, se procede a enviar al aérea de desarrollo-proyecto, en donde se coordinan las visitas o levantamientos en campo, es en esta etapa que el proyectista encargado de la obra, da inicio y visión de lo que se pretende lograr, el diseñador en el proceso del levantamiento deberá de recopilar toda la información suficiente, precisa y necesaria que complementa el planteamiento o propuestas de posibles soluciones y alternativas a presentar, esta etapa es el principal pilar en donde se determina las condiciones del estado actual de los clientes, estado de las redes y los verdaderos alcances que deben de ser tomados, es en este proceso donde se aproxima a la realidad de la carga que será asumida el final del proyecto.

El levantamiento debe contar con las siguientes datos: direcciones actualizadas de la localidad o barrio, número y calibres de conductores de la red primaria y secundaria, tipo estructuras primarias y secundarias, potencia de transformadores, tipo y danaje de los postes, retenidas, luminarias, clientes (legales e ilegales-acometidas-números de medidor, número de identificación del servicio –NIS-) lotes de viviendas. También se debe soportar el croquis manuscrito con fotos (panorámicas-puntuales-frontales), datos GPS, y mediciones con odómetros.

Una vez realizado el levantamiento correspondiente a cada transformador a normalizar, se realiza el diseño eléctrico, para esto se recopila toda la información obtenida, con el propósito de plasmarlo en digital o por medio del programa de diseño ingenieril AUTOCAD, donde se trazan las cartografía del lugar y se representan todos los elementos existente y propuestos a instalar, el diseño debe realizarse de la forma más apegada a la realidad, garantizando la cantidad de lotes que serán anexados a los transformadores que alimentaran la nueva red de baja tensión las cuales se consideraran según las normativas DISNORTE-DISSUR.

La etapa de la construcción comienza una vez finalizado el diseño, así después se realiza un replanteo con el encargado de la obra y el área de campaña, esto para verificar si lo diseñado sufre alguna variación en campo, siempre y cuando es justificado según lo encontrado en campo al momento del replanteo. Una vez listo el replanteo la obra comienza a ejecutarse por medio de la contrata del sector, la construcción de la obra será estrictamente supervisada periódicamente para lograr que todos los materiales sean debidamente instalados, así también como los clientes dentro del alcance del proyecto, al cumplir con este requisito la obra finaliza y es puesto en servicio. Con el monto total del proyecto se realiza el estudio de rentabilidad.

Teniendo la visión desde el punto de vista de recuperación de energía. Los Beneficios del Proyecto consisten en el aumento de las ventas de energía (facturación) y la disminución de las compras de energía. Determinando en cuantos años se logra recuperar la inversión del proyecto.



## 7) Diseño Metodológico

### 7.1 Análisis de pérdidas no técnicas

Este estudio se realiza con el objetivo primordial de establecer con la mayor confiabilidad posible, el resultado real del indicador de pérdidas no técnicas registrada en la redes de distribución propiedad de la empresa distribuidora de energía DISNORTE-DISSUR, por medio de mediciones, logrando así establecer secuencias de actuaciones con el fin de definir las soluciones constructivas de redes más eficientes para el control de pérdidas de energía (técnicas y no técnicas), en concentraciones de clientes donde la tipología del fraude es la manipulación de las redes, así como la metodología para definir un portafolio de localidades cuya selección se basa en criterios de rentabilidad, para este caso se tomara como referencia los estudio el Bo. José Antonio Mendoza, municipio de Tipitapa.

Para realizar el estudio de pérdidas no técnicas, se deben definir conceptos y criterios que son detallados a continuación:

#### Definiciones:

- **Bolsa de Energía:** Es un área definida tanto geográfica como eléctricamente donde se disponen de los equipos de medida necesarios para obtener balances de energía que permitan disponer de indicadores para priorizar su gestión, estas pueden ser Bolsas Permanentes o Bolsa Móviles.
- **Balances de Energía Registrada:** Es la relación existente entre la energía vendida (consumida) a lo largo del tiempo en una zona predeterminada medida a través de bolsas energéticas versus la energía facturada por el cliente mediante gestión comercial. Esto nos permitirá conocer la desviación entre ambos valores y determinar las pérdidas totales (Pérdidas Técnicas y No Técnicas) con un período mínimo de evaluación de una semana. Es imprescindible que todos los centros de transformación incluidos en un proyecto de protección de red tengan su balance de energía realizado antes del replanteo del proyecto.



- **Bolsa Energética Móviles o Permanentes:** Agrupación de una o varias instalaciones dónde se establece la necesidad de realizar controles de medición del consumo de energía en un periodo de tiempo a corto o largo plazo. Se puede establecer una bolsa energética en Media y Baja tensión en dependencia del mercado en estudio.
- **Cliente o Consumidor:** Se entiende por Cliente o Consumidor de una Empresa Distribuidora a la persona natural o jurídica que ha suscrito un contrato de servicio eléctrico con la empresa de distribución que le provee de energía eléctrica. También para efectos de este procedimiento se entiende a su representante o la persona mayor de diecisiete años que esté presente en el inmueble al momento de una inspección.
- **Contratista:** Empresa organizada que presta sus servicios a DISNORTE- DISSUR en la ejecución de trabajos relacionados a la instalación y mantenimiento de la medida, lectura, reparto de facturas y otros procesos comerciales solicitados por la empresa.
- **Energía de Pérdidas Técnicas:** Energía no facturada cuya existencia depende exclusivamente de condición de estado técnico de la Red. Se puede considerar un 8.4% de pérdidas técnicas admisibles.
- **Energía de pérdidas no técnicas:** Energía no facturada cuya existencia depende de las tipologías de fraude existente, además de dificultades en la gestión comercial, por energía no registrada consumida por determinado cliente o conjunto de clientes.
- **Energía de pérdidas totales:** Es la valoración total de la sumatoria de pérdidas técnicas y no-técnicas.

## 7.2 Proceso de selección, validación e instalación de bolsas energéticas

La creación de las áreas energéticas se realiza conforme al circuito o conjunto de circuitos que según su configuración de red comparten las siguientes características de análisis, debido a la tipología de mercado y puntos críticos, dichas áreas energéticas se tiene la garantía de que los balances obtenidos de la suma de sus entradas de energía versus su facturación estén equilibrados y sean bastante fiables.

Esta área delimita los alcances de la obra, previo el recorrido realizado por el área de campaña, avalando las cantidades de clientes legales, consumos fijos, clientes ilegales.

La caracterización de las áreas energéticas debe identificar los suministros en zonas que carezcan de redes controladas, con clientes difíciles que poseen un alto perfil de consumo; con una alta reincidencia al fraude y no permitan la aplicación de medios convencionales de normalización para controlar las pérdidas; deben ser propuestos para proyectos de protección de red.

## 7.3 Bolsa de energía y su clasificación

El sistema de implementación de bolsa de energía es un modelo de optimización de gestión de pérdidas que permite dirigir la inversión para obtener la mayor rentabilidad posible.

La teoría de bolsa consiste en definir tanto geográficamente como eléctricamente la colocación de equipos de medida para realizar balances que permitan obtener indicadores para priorizar su gestión, estas pueden ser bolsas móviles o permanentes; tanto en baja tensión (BT), como en media tensión (MT), por lo que puede incluir desde un CT hasta un conjunto de ellos (tramos de líneas radiales). Las bolsas nos ayudan a definir puntos específicos en las áreas energéticas priorizadas; aumentando el porcentaje de efectividad de las revisiones, con lo consiguiente reducción de las pérdidas no técnicas en las zonas bajo control de medida.

En las áreas energéticas no priorizadas también se realizaran instalaciones de bolsas de energía; pero en menor proporción, siempre y cuando estén dirigidas para realizar análisis de control de pérdidas en asentamientos y mercados o en puntos de altas pérdidas para proponer ejecución de proyectos.

Es responsabilidad del área de Campaña del sector Mangua proponer los puntos de instalación de bolsas, dándole un carácter de prioridad a través de la caracterización de áreas energéticas mediante recorridos de circuitos. Es un deber del área de Control de Energía orientar a los sectores en este proceso y manejar a un nivel centralizado la coordinación con el Contratista para elaborar los balances; así mismo publicar y oficializar los resultados.

### 7.3.1 Bolsa de energía en media tensión (MT)

Esta es una herramienta de mucho alcance, ya que permite acotar mayor volumen de energía al establecer puntos de control en una sección de un circuito para una cantidad debilitada de transformadores. En este proceso debe existir coordinación con los sectores de desarrollo, mantenimiento, campaña y control de energía (Arquitectura energética, despacho de la medida y tecnología de la medida) para garantizar que el uso de este recurso permita implementar estrategias de reducción de pérdidas.

En el proceso de elaboración de balances se toman en cuenta las pérdidas técnicas por transformación tomando como base la potencia instalada aguas abajo del punto de control. Cuando el punto de control MT contiene un grupo numeroso de transformadores en una dispersión geográfica; inicialmente se realizaban los balances con los amarres NIS – CT existentes en sistemas, posteriormente el área de campaña del sector debe realizar mejora y seguimiento de la condición en campo.

### 7.3.2 Bolsa de energía en baja tensión (BT)

Arquitectura Energética ( con el trabajo de Analista de Operaciones), Programa la instalación de las bolsas móviles de acuerdo a los criterios antes mencionados, la planificación de esta es facilitada al contratista para que realice la instalación y el levantamiento en campo amarre NIS-CT, para obtener lecturas iniciales en el primer día de instalación y posterior a los 7 días de retiro del equipo de medición se proyectan los consumos de los clientes y del medidor bolsa para elaborar el balance.

Para realizar una bolsa de medición se debe de tener en cuenta todo el proceso de acuerdo con lo establecido por la distribuidora, con el fin de apegarse lo más

posible las características de las cargas en estudio, de igual forma se permite detectar los puntos críticos de la zona a adecuar, caracterizando la agresividad del fraude eléctrico.

Cada área involucrada es de vital importancia, para dar existencia a una bolsa de medida. Se describirán a continuación las acciones o actividades correspondientes que se realiza por cada área.

- **Contratista:** Empresa con quién la distribuidora tienen un contrato para la ejecución de las actividades operativas comerciales como lectura, facturación, corte, normalización de la medida.
- **Arquitectura Energética:** se encarga de validar el balance para su publicación en el Portal de la distribuidora de DISNORTE-DISSUR. El contratista entrega al área de Arquitectura Energética (analista de operaciones PCI “punto de control interno”) dichos balances 2 días después de la fecha de desinstalación, y si cuentan con aprobación serán publicado a más tardar 2 días después; es decir que desde que iniciamos la medición obtendremos publicación de los resultados 11 días después, por lo que son responsables de analizar los balances energéticos garantizando el correcto amarre de los suministros asociados a cada centro de transformación.
- **Campaña:** Esta área envía los centros de transformación propuestos, para la instalación de bolsas de medición que será instalada por la contrata, con la supervisión del área de campaña del sector, también realiza los trabajos de normalización de medidas directas, protección de red (coordinados con desarrollo) y la verificación de suministros.
- **Tecnología de la medida:** son responsables de dejar bajo norma las instalaciones eléctricas de los grandes clientes y de realizar la instalación de bolsa en BT o MT de acuerdo al plan del seguimiento de Control de Energía y Sectores. Solicita descargo programado y de acuerdo a esta programación realiza la instalación de las bolsas permanentes, también envía al analista de Operaciones, hoja de actividades para la instalación del Medidor en Sistema según aplique el caso.
- **Antifraude:** unidad adscrita con el fin de coordinar funcionalmente las unidades de detección de fraudes en los sectores en toda la región.

#### 7.4 Levantamiento de datos en bolsa móvil

La contrata realiza la instalación de la bolsa móvil y digitación de plantilla en Excel de los datos levantados en campo (Medidor y Lectura y/o anomalía) y toma de lectura inicial, El NIS o Razón Social se busca en la base de datos del OPEN SGC. La brigada regresa a campo 7 días después con la lista de suministros que no se encontraron de acuerdo al levantamiento realizado y revisado con el itinerario de lectura, con el fin de encontrar y asociar correctamente todos los suministros encontrados en campo, realiza la desinstalación de la bolsa móvil y la toma de lecturas de todos los suministros asociados

#### 7.5 Revisión de datos y ejecución de balance

El balance de la bolsa móvil consiste en validar la información recopilada de campo contra la existente en los sistemas, dichos balances 2 días después de la fecha de desinstalación, y si cuentan con aprobación serán publicado a más tardar 2 días después; es decir que desde que iniciamos la medición obtendremos publicación de los resultados 11 días después de estar todo conforme, se realiza el balance, en caso contrario se envía a campo nuevamente para su recopilación de datos. El área de campaña del sector tendrá como criterio para normalizar cuando el resultado del balance exceda el 20% o las pérdidas superen los 55 KWh/cliente. De aplicar el caso se debe elaborar un plan de actuación de bolsas, priorizando las que ofrezcan mayor retorno de inversión y afloramiento de energía.

Una vez operado el CT, con personal de Tecnología de la Medida debe instalarse un medidor bolsa permanente para dar seguimiento de lo actuado.

#### 8) Cálculo de pérdidas no técnicas

Cada proyecto en estudio constará de un cálculo evaluativo para determinar el porcentaje de pérdidas no técnicas que son sustraídas ilegalmente de la red de baja tensión asociada a cada transformador propuesto a adecuar.

Para el cálculo de pérdidas no técnicas se considera que la energía no facturada de procedencia ilegal, será un 8.4% de pérdidas admisibles a la bolsa previamente ya instalada.

Para determinar la energía sustraída de cada bolsa es necesario establecer la ecuación siguiente:

**Pérdidas (KWh)=****Entradas de energía (KWh) -Salidas de energía neto (KWh)****Pérdidas no técnicas (%)=****Pérdidas (KWh) / Entradas de energía (KWh)**

Donde:

- **Entradas de energía (KWh):** Equivalen a la medición realizada por el medidor madre o bolsa que fue previamente instalada en el transformador a adecuar.
- **Salidas de energía neto (KWh):** es la sumatoria de todos suministros asociados al transformador de la zona, estos consumos son extraídos del sistema de gestión comercial o SGC (programa de la distribuidora DISNORTE-DISSUR).
- **Pérdidas (KWh):** es la diferencia del consumo extraído de la bolsa de medida y los consumos SGC.
- **Pérdidas no técnicas (%):** Este valor indica el índice de pérdidas por fraude eléctrico de la zona en estudio, cabe mencionar que el valor permisible es menor o igual al 8.4%.

Se detalla el estudio recibido correspondiente a cada centro de transformación del Bo. José Antonio Mendoza, los cuales son propuestos a normalizar:

Centros de Transformación Bo. José Antonio Mendoza / % Pérdidas		
CT: 5510_54742	50 KVA	68%
CT_5510_54743	50 KVA	97.40%
CT: 5510_54744	50 KVA	45%
CT: 5510_57161	50 KVA	83%
CT: 5510_57162	75 KVA	62.30%
CT: 5510_78914	25 KVA	76%
CT: 5510_150092	75 KVA	40.80%

\*Tabla 2: Tabla de porcentaje de pérdidas Bo. José Antonio Mendoza, Fuente: Área de Campaña, DISNORTE-DISSUR.

## 9) Criterios para la elaboración del diseño eléctrico

Una vez que se tiene la localidad o barrio a normalizar, el que cuenta con la aprobación del área de campaña, se procede a desarrollar los diseños según el tipo de Normativa.

### 9.1) Normativa ENEL 98 criterios técnicos:

1. La línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo.
2. El calibre de conductor a usar como hilo energizado de MT que será de calibre #2 ACSR (Sparrow) y calibre 1/0 ACSR (Raven).
3. Se debe considerar el uso de calibre de conductor en red BT desde Tríplex #2, 1/0 y 3/0 AWG en dependencia de los resultados de los cálculos eléctricos de caída de tensión.
4. Los apoyos a utilizar para la red MT debe ser de 12m y 10.5m.
5. Los apoyos a utilizar para la red BT debe ser de 9m.
6. Donde se instale centros de transformación y algunos puntos específicos se usan postes de 12 m.
7. Se permite la instalación de retenidas dentro de propiedad privada entregando pase de servidumbre la empresa que lo construye donde sean instaladas.
8. Las capacidades de los centros de transformación a instalar son 10kVA, 15kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50kVA, 75kVA a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional. El consumo promedio por cliente se considerara de 700W.
9. Las acometidas se direccionan directamente de los puntos donde exista red BT donde los clientes deberán de instalar postecillos para cumplir con las distancias de seguridad en cruce de calles y acometidas sobre la misma banda.

10. Se considerará la instalación de Puestas a tierra (PAT) cada 3 apoyos en alineamiento y para los apoyos con Derivaciones Primarias, Fines de línea MT/BT, Doble anclajes MT/BT, Donde se instalen Transformadores, Elementos de Protección y maniobras.
11. Los proyectos deben considerar la Instalación o reinstalación de Alumbrado Público existente.

#### 9.2) Normativa Proyecto Tipo criterios técnicos:

1. La línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo.
2. El calibre de conductor a usar como hilo energizado de MT que será de calibre #2 ACSR (Sparrow) y calibre 1/0 ACSR (Raven).
3. Se debe considerar el uso de calibre de conductor en red BT desde Tríplex #2, 1/0 y 4/0 AWG en dependencia de los resultados de los cálculos eléctricos de caída de tensión.
4. Los apoyos a utilizar para la red MT debe ser de 12m.
5. Los apoyos a utilizar para la red BT debe ser de 10.5m.
6. Los apoyos a utilizar para el cable guía debe ser de 9m.
7. Donde se instale centros de transformación se usan postes de 12 m.
8. No se permite la instalación de retenidas dentro de propiedad privada por lo tanto según cálculos mecánicos se instalara postes con danaje necesario para garantizar que el esfuerzo mecánico sea soportado por el apoyo.
9. Las capacidades de los centros de transformación a instalar son 10kVA, 25kVA, 50kVA a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo autoprotegido. El consumo promedio por cliente se considerara de 1000W mas cargas especificas mayor a este consumo.



10. Las acometidas se direccionan directamente desde el cable guía hasta los clientes de tal forma que en algunos puntos no será necesario el uso postecillos para cumplir con las distancias de seguridad en los cruce de calles y sobre la misma banda.
11. Se instalara puesta a tierra en anillo cerrado en los centros de transformación y puntos de seccionamiento.
12. Se considerará la instalación de Puestas a tierra (PAT) cada 3 apoyos en alineamiento y para los apoyos con Derivaciones Primarias, Fines de línea MT/BT, Doble anclajes MT/BT, Donde se instalen Transformadores, Elementos de Protección y maniobras.
13. Los proyectos deben considerar la Instalación o reinstalación de Alumbrado Público existente.

### 9.3) Normativa PRES (Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles) criterios técnicos:

1. La línea de Baja tensión (BT) se instalara en el primer orificio del apoyo y la Red de Media Tensión (MT) se instalara por debajo de la Red de Baja Tensión a 2.15 metros por debajo con soportes laterales o cruceta normalizada, con la particularidad que donde se proyecte el trazado de línea BT a instalar se tendrán que proyectar también el trazado de línea MT con una misma fase con dos conductores en paralelo al poste esto con el objetivo que la red MT blinde la red BT.
2. El calibre de conductor a usar como hilo energizado de MT que será de calibre #2 ACSR (Sparrow) y calibre 1/0 ACSR (Raven).
3. Donde se instale la derivada principal del proyecto (conductor 1/0 ACSR) no se instalara ningún centro de transformación de tal forma que los clientes ubicados aledaños a esta derivada tendrán que ser alimentados mediante cable guía, dicha derivada principal estará diseñada con Norma ENEL 98 pero en postes con danaje de la Norma Proyecto Tipo.
4. Las sub-derivadas del proyecto (conductor #2 ACSR) se hará la conversión de red convencional a red PRES.

5. Las sub-derivadas se conectaran un máximo de hasta tres transformadores por cada sub derivada. Los kVA máximo a instalar para la sub-derivada será de 200kVA.
6. Las sub-derivadas se conectaran con conexión a movable completa (cuña con estribo + CLV).
7. La instalación de vanos máximos será hasta 60 metros de longitud, en caso de ser mayor se justificara por la topología del terreno.
8. Se debe considerar el uso de calibre de conductor en red BT desde Tríplex #2, 1/0 y 3/0 AWG en dependencia de los resultados de los cálculo eléctricos de caída de tensión.
9. Para efectos de cálculos mecánicos la velocidad del viento será de 100 km/h.
10. En las estructuras en voladizo se utilizara apoyos de 10.5 metros y en las redes con soportes laterales o cruceta se emplearán apoyos de 12 metros como solución prioritaria.
11. Se instalaran postes de 10.5 metros en los puntos donde se mantenga la red convencional para después realizar el cambio a red PRES.
12. Los apoyos a utilizar para el cable guía debe ser de 9m, el calibre para el cable guía será #2 ACSR (Sparrow).
13. La instalación de los centros de transformación se realizara mayormente donde finalice la red de BT con el objetivo que la red MT realice un blindaje optimo a dichos CTs.
14. No se permite la instalación de retenidas dentro de propiedad privada por lo tanto según cálculos mecánicos se instalara postes con danaje necesario para garantizar que el esfuerzo mecánico sea soportado por el apoyo.
15. Las capacidades de los centros de transformación a instalar son 10kVA, 15kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50kVA a niveles de tensión 7.6/13.2KV, 120/240V del tipo convencional. El consumo promedio por cliente se considerara conforme la tabla de clientes por CTs que el área de campaña establece además del estudio de cargabilidad de dicha zona.

16. Los suministros a normalizar se deben derivar o conectar del punto de distribución más cercano, siendo lo prioritario que las acometidas salgan del poste.
17. Los suministros deben distribuirse equitativamente por poste, instalando como máximo dos gabinetes de medidores en cada poste, claro está que esto dependerá del tipo de solución y estructura a instalar. Se debe considerar que la cantidad de suministro por gabinete debe ser como máximo 10.
18. No se conectarán gabinetes de medidores o centros de transformación en troncales.
19. Toda las acometidas se derivan directamente del poste y el uso del cable guía será utilizado únicamente en las siguientes condiciones:
  - a) Cuando el emplazamiento de la acometida afecte el espacio de un tercero.
  - b) En callejones donde no hay acceso a redes MT/BT se podrá instalar más de un nivel de cable guía y acometidas.
  - c) Localidades con alta concentración de usuarios.
  - d) Se instalará Diez (10) acometidas máximas concentradas sobre un extremo del cable guía.
20. Se considerará la instalación de Puestas a tierra (PAT) cada 3 apoyos en alineamiento y para los apoyos con Derivaciones Primarias, Fines de línea MT/BT, Doble anclajes MT/BT, Donde se instalen Transformadores, Elementos de Protección y maniobras.
21. Se conectara a tierra el neutro, todos los herrajes y los posibles equipos que se instalen.
22. El levantamiento de la zona de trabajo utilizando plano de BDI o Google Earth, de forma tal que la cartografía se ajuste a lo real en campo. Se debe detallar en el plano número de lote, tipo de suministro y conexión.
23. Se debe realizar la asociación de usuarios por poste, gabinete y transformador.
24. Se deben presentar dos planos con las soluciones de red:
  - ✓ De Media y Baja Tensión
  - ✓ Acometidas/Gabinetes (Asociaciones de usuarios)

25. La ubicación de los gabinetes de medidas debe ser ubicada en el plano correspondiente de manera geo referenciada para ser suministrada a Sistemas de Información, quien realizará la valoración de la solución de comunicación más óptima del punto y realizar su presupuestación.
26. Para el Alumbrado Público se deberá de considerar los siguientes puntos:
- a) Los proyectos deben considerar la Instalación o reinstalación de Alumbrado Público existente.
  - b) La instalación de la luminaria será montada y sujeta en el extremo de la cruceta y en la parte superior del poste. “Ver detalle Anexos”.
  - c) Las luminarias se conectarán directamente a la red de baja tensión con conductor concéntrico calibre 12, con su fotocelda independiente por cada luminaria.
  - d) En callejones donde no exista red MT/BT, las luminarias se alimentarán independiente con concéntrico No. 12, controlado con fotocelda, ubicada en el poste con red MT/BT más cercano.
  - e) En los casos que se requiere, se debe realizar el diseño considerando la ampliación de la red de Alumbrado Público en la zona de gestión del proyecto a fin de ser presupuestado y presentado a la Gerencia General para su autorización.

## 10) Elaboración del levantamiento

Se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- Direcciones actualizadas.
- Número y calibre de conductores primarios y secundarios.
- Conjuntos primarios y secundarios.
- Capacidad de los transformadores con sus códigos de referencia.
- Postes primarios y secundarios con su dimensión y esfuerzos.
- Tipos de retenidas.
- Señalización de acometidas por poste.
- Identificación de luminarias.
- Identificación de predios con medidor, sin medidor y tipo de medidor.
- Lotes sin viviendas.
- Topología del terreno.

Un levantamiento se debe de realizar de forma clara y legible, realizado conforme las solicitudes recibidas anteriormente, con suficiente información para plasmar en el diseño, utilizando la simbología indicada por la distribuidora DISNORTE-DISSUR.

Se debe de garantizar que se muestre toda la trayectoria de la red área de media tensión o baja tensión, según aplique el caso, una vez representado la red, se debe de describir todos aquellos elementos que componen una red eléctrica que se propone a adecuar de acuerdo a las soluciones planteadas y solicitadas por el encargado del área de campaña y el proyectista que realiza el levantamiento. En la hoja de levantamiento se debe presentar los elementos existentes, así como también representar la solución más viable en términos técnicos-económicos, respetando los criterios ya descrito con anterioridad.

Los equipos utilizados para la elaboración de un levantamiento son los descritos a continuación:

- **GPS:** El Sistema de Posicionamiento Global (en inglés, GPS; Global Positioning System), y originalmente Navstar GPS, es un sistema que permite determinar en toda la Tierra la posición de un objeto (una persona, un vehículo) con una precisión de hasta centímetros (si se utiliza GPS diferencial), aunque lo habitual son unos pocos metros de precisión, este equipo sirve para crear coordenadas en UTM y track del emplazamiento en formatos WGS84 (Sistema Geodésico Mundial 98), este formato es compatible con el programa de AUTOCAD y se puede extraer todos los puntos de los apoyos existentes o a instalar del proyecto desarrollado, alcanzando una mayor precisión de las redes, dirección y ángulos de las mismas. El GPS como es un equipo de rastreo, tiene un margen de precisión, para esto se recomienda puntear en márgenes del 1-5% como mínimo. La empresa INGENICA actualmente utiliza el modelo “eTrex 10”:



\*Imagen 2: GPS, Fuente: INGENICAS.A

- **Odómetro:** Es un instrumento de medición que calcula la distancia total o parcial recorrida por un objeto o cosa. En la unidad de longitud en la cual ha sido configurado (metros, millas). Las mediciones realizadas en campo deben de ser de forma certera y exacta, esto a que no se debe confiar únicamente en los datos del GPS ya que este presenta un margen de error del  $\pm 5\%$  de esta forma podemos anular dudas con las distancias del ancho de aceras, calles, andenes, predios baldíos, etc. La empresa INGENICA actualmente utiliza el Odómetro de rueda Marca TRUPER:



\*Imagen 3 Odómetro, Fuente: INGENICAS.A

- Cámara Digital:** es una cámara fotográfica que, en vez de captar y almacenar fotografías en película química como las cámaras de película fotográfica, recurre a la fotografía digital para generar y almacenar imágenes. Es usada para guardar un registro fotográfico del emplazamiento de cada punto incluyendo vista panorámica del sitio, esto también es de vital importancia para tener una mejor visión en la oficina en donde se realiza el diseño eléctrico. Tomando en cuenta cuatro enfoques; una foto frontal del apoyo, una foto solamente enfocando los armados de media y baja tensión, logrando apreciar con mucha mejor claridad, clientes asociados y estado de los elementos, dos fotos panorámicas en ambas direcciones. La empresa INGENICA utiliza varios modelos y marcas entre las cuales están:





\*Imagen 4: Cámara digital, Fuente: INGENICAS.A

## 11) Programas usados para elaborar el diseño

### 11.1SGC: Sistema de Gestión Comercial

Uno de las principales herramienta de trabajo del Proyectista es el programa Sistema de Gestión Comercial pos su siglas SGC es de uso interno y solamente puede ser manipulado por el personal que esté debidamente registrado por la empresa DISNORTE-DISSUR, el mismo nos facilita el trabajo en los proyectos de pérdidas, debido a que se logran extraer datos muy importantes de todos los clientes del sector o localidad a normalizar, dichos datos se consultan proporcionándonos la información veraz y explicita, tal como; razón social del cliente, NIS (número de identificación del suministro), dirección, consumo energético de cada mes calendario, incidencia, y asociación al centro de transformación local que alimenta el NIS.





\*Imagen 5: Imagen de pantalla programa SGC, Fuente: DISNORTE-DISSUR.

Como proyectista, tener la información del consumo energético de cada razón social es de vital importancia, debido a que conlleva tener mejor exactitud en los cálculos eléctricos que se realizan en cada uno de los proyectos de pérdidas o en general, con este programa se logran extraer información de los consumos históricos del año, valores máximos, mínimos y promedios. Con esto se determinar, si las viviendas del sector tienden a ser clientes con un aumento progresivo del consumo o bien tienden a comportarse en valores descendentes.

## 11.2 BDI: Base de Datos de Instalaciones

El BDI es una base de datos, en donde se encuentran representada gráficamente las instalaciones eléctricas dentro de su área de concesión de la distribuidora a nivel nacional, esto nos ayuda a consultar y verificar, cualquier dato relevante que sea de utilidad para la realización del diseño eléctrico. Esta base de datos contiene todos los elementos que componen una red eléctrica en media tensión, permitiendo ver gráficamente elementos como; transformadores, redes de media tensión (áreas y soterradas), elementos de protección y reconexión, bancos reguladores, sub estaciones eléctricas, etc.



\*Imagen 6: Imagen de pantalla del programa BDI, Fuente: DISNORTE-DISSUR.

La extracción de los clientes asociados a cualquier centro de transformación instalado en las redes de la distribuidora, es posible por medio del BDI, ya que nos permite extraer todos los suministros en formato de Excel, permitiendo realizar cálculos de cargabilidad a los transformadores de la zona a adecuar.

El beneficio de estos programas de la distribuidora, es que ayudan a mejorar la calidad y eficiencia de los proyectos de pérdidas propuestos a realizar, por lo que toda la información que fue obtenida en campo por medio del levantamiento es apoyada con estos sistema, un ejemplo claro es la cartografía de referencia del lugar donde se realizan la adecuaciones de red, esta es proporcionado por el DBI y ayuda al diseñador a determinar desde la oficina posibles clientes considerables a tomar en los cálculos eléctricos.

### 11.3 AutoCAD:

Es un programa de dibujo por computadora CAD 2 y 3 dimensiones, puedes crear dibujos o planos genéricos, documentar proyectos de ingeniería, arquitectura, mapas o sistemas de información geográfica por mencionar algunas industrias y aplicaciones. Los archivos generados por AutoCAD tienen el formato DWG propietario de Autodesk, este es el programa pionero representante de la tecnología CAD (Computer Aided Design).



\*Imagen 7: Imagen de Pantalla del programa AutoCAD, Fuente:

[https://www.google.com.ni/search?biw=1366&bih=635&tbm=isch&sa=1&ei=c9wZW8yKHJG35qLuwaKYDA&q=autocad+2018&oq=autocad+2018&gs\\_l=img.3..0l10.8375.9124.0.11163.5.5.0.0.0.283.847.0j2j2.4.0...0...1c.1.64.img..1.4.846...35i39k1j0i67k1.0.BkNXMPvDZuk#imgsrc=F9uNzG0OmJ5uhM:](https://www.google.com.ni/search?biw=1366&bih=635&tbm=isch&sa=1&ei=c9wZW8yKHJG35qLuwaKYDA&q=autocad+2018&oq=autocad+2018&gs_l=img.3..0l10.8375.9124.0.11163.5.5.0.0.0.283.847.0j2j2.4.0...0...1c.1.64.img..1.4.846...35i39k1j0i67k1.0.BkNXMPvDZuk#imgsrc=F9uNzG0OmJ5uhM:)

Es un programa de dibujo por computadora CAD 2 y 3 dimensiones, puedes crear dibujos o planos genéricos, documentar proyectos de ingeniería, arquitectura, mapas o sistemas de información geográfica por mencionar algunas industrias y aplicaciones. Los archivos generados por AutoCAD tienen el formato DWG propietario de Autodesk, este es el programa pionero representante de la tecnología CAD (Computer Aided Design).

Para la elaboración del proyecto es necesario el programa AUTOCAD que es donde el diseñador transmite la información recopilada a forma digital, teniendo en cuenta la implementación de las correspondientes simbologías ya establecidas, una vez terminado en su totalidad la cartografía del sitio con las redes existentes y a instalar, es necesario la realización de cálculos eléctricos y mecánicos para efectos de justificación. El proyecto también deberá de contar con detalles de cómo son propuestas la redes. Cada detalle se realizará con el fin de ayudar al contratista encargado de la construcción del trabajo para tener una visión más clara del tipo de estructura a instalar, los detalles serán revisados y avalados por el coordinador del proyecto, aprobando la disposición de la red de acuerdo a la propuesta en el diseño.

### 11.4 MapSource:



\*Imagen 8: Imagen de Pantalla del programa MapSource, Fuente:  
<https://nacho.com.ar/2011/03/como-instalar-mapsource-de-garmin/>

Es la herramienta de Garmin indicada para añadir o actualizar los mapas en nuestro GPS. También sirve para planear una ruta desde nuestra computadora, encontrar lugares o puntos de interés, transferir tracks y ver el mapa en detalle desde nuestro monitor. Para la elaboración del proyecto es necesario descargar los puntos GPS que fueron seleccionados, esto nos sirve de ayuda al momento de diseñar el plano como una referencia de vital importancia tanto en la red existente como la nueva red propuesta como solución final.

### 12) Estudio de cargabilidad

En el proceso de elaboración de un diseño se debe de realizar un estudio de cargabilidad con el fin de determinar la capacidad de carga que consume el transformador por la demanda de la zona a normalizar, cabe mencionar que este análisis se logra extrayendo una base de datos de todos los suministros que se encuentran asociados a dicho transformador, por lo cual se realizará la diversificación de las cargas según el tipo de consumo categorizándolos de menor a mayor, permitiendo saber con mayor exactitud la suma total en valores de potencia activa (KW) o potencia aparente (KVA), también nos permite extraer el promedio del consumo en KW que son de utilidad para los cálculos de caída de tensión para la red de baja tensión.

En esta etapa donde se logra verificar si el transformador se encuentra sobre cargado o sobre dimensionado, los proyectistas puede optar con las soluciones más viables para reutilizar el mismo transformador de la zona, siempre y cuando se encuentre en buenas condiciones vista desde el exterior o instalar un transformador de mayor capacidad según sea el caso.

Un transformador que se encuentre en malas condiciones y que presente deterioro en la carcasa por existencia visible de corrosión, derrame de aceite en la salida del secundario, bushings fracturado, son motivos principales para no reutilizar un transformador en una nueva obra a construir, independientemente si tiene capacidad para asumir la carga del proyecto, esto a que una vez ejecutado el proyecto este deberá soportar cargas máximas o picos y aumentos de cargas futuras, para evitar incidentes en las redes eléctricas o con las personas que operan directamente con estos equipos, se instalan transformadores nuevos del tipo auto protegidos o convencionales, de acuerdo a la existencia en almacén en ese momento.

### 12.1 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Norma ENEL 98

Según convenio de DISNORTE-DISSUR y ENATREL de Mayo del 2013 se estableció que el consumo promedio para el sector urbano será de 700W por cliente, para el sector rural será de 500W por cliente.

### 12.2 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Proyecto Tipo

Se estableció que el consumo promedio será de 1000W por cliente.

### 12.3 Estudio de cargabilidad Bo José Antonio Mendoza Norma PRES

Se establece que el consumo promedio será de 760W por cliente, sin embargo se consideraran cargas diferenciadas tanto por clientes especiales, pulperías, iglesias, antenas las cuales estas por su número NIS serán verificadas en el sistema SGC el consumo mayor de los últimos 6 meses .

Resumen del Consumo de la Localidad José Antonio Mendoza por CT											
CT ACTUAL	Proyecto	NIS	201611 Consumo	201612 Consumo	201701 Consumo	201702 Consumo	201703 Consumo	201704 Consumo	kw/h promedio 6 meses	kw/h Promedio/ Tarifa	CP por Cliente
CT: 5510_54742	Jose Mendoza	89	9,567	8,945	9,154	8,609	9,257	8,834	9,076	38	0.73
CT: 5510_54743	Jose Mendoza	143	7,367	8,560	9,784	7,098	8,435	7,568	8,159	34	0.61
CT: 5510_54744	Jose Mendoza	60	7,782	7,896	8,980	7,098	8,654	7,534	8,001	33	0.78
CT: 5510_57161	Jose Mendoza	95	7,536	8,654	6,426	8,653	5,887	6,786	7,340	31	0.55
CT: 5510_57162	Jose Mendoza	75	8,098	9,765	8,987	9,765	7,435	8,764	8,815	37	0.67
CT: 5510_78914	Jose Mendoza	39	5,987	6,645	5,765	4,421	4,453	6,453	4,435	18	0.67
CT: 5510_150092	Jose Mendoza	62	9,234	7,984	9,746	9,745	7,546	7,874	7,567	32	0.67
Total		563	55,571	58,449	58,842	55,389	51,667	53,813	Consumo Prom Total por Ci		0.67
										Consumo Total X Cliente	0.74

\*Tabla 3: Tabla de consumo por CT del Bo. José Antonio Mendoza, Fuente: Área de Campaña, DISNORTE-DISSUR.

CT	NIS	CONSUMO	MONBRE	OBSERVACION
CT: 5510_54742	2639779	2.7	MARIA VIRGINIA GAITAN	PULPERIA
CT: 5510_54743	2549317	6.5	VICENTA ALTAMIRANO GUITIERRZ	PULPERIA
CT: 5510_54743	2549361	10.3	IGLESIA EVANGELICA	
CT: 5510_54743	2549433	1.4	AURORA DEL CARMEN MEJIA RESTRAN	
CT: 5510_54744	2549362	3.6	MAYELA VANESSA JIMENEZ	
CT: 5510_54744	2639908	1.1	INES DEL CARMEN PORRAS	
CT: 5510_57161	2564316	1.8	FRASNCISCO GUADALUPE COOLADO ARANA	PULPERIA
CT: 5510_57161	2564371	1.6	GERMAN DE LOS SANTOS ARGUELLO OPORTA	
CT: 5510_57161	2564425	2.4	GLORIA MARIA SILVA	PULPERIA
CT: 5510_57161	2564427	1.7	KARLA DEL ROSARIO VARGAS	
CT: 5510_57161	2594182	1	AURORA VALLE GUIDO	
CT: 5510_57161	2634580	1	JOSE RAMIRO ESPINO	
CT: 5510_57161	2635243	1.4	CRUZ MARIA SERRANO	PULPERIA
CT: 5510_57162	2564525	1	ISIDRO DE LOS SANTOS ROMERO	
CT: 5510_57162	2633772	1.4	FRANCISCO ROTRAN CASTILLO	PULPERIA
CT: 5510_57162	2633844	1.9	JUAN JOSE LUNA	
CT: 5510_57162	2818459	17	TELEFONIA CELURAR	COMERCIO MAYOR
CT: 5510_78914	2640079	2	CESAR AGUSTO DOMINGUEZ	
CT: 5510_78914	2786283	1.4	ZAYDA ESTRADA DELGADILLO	
CT: 5510_150092	2786316	1	KERTIN CURESMA ESPINO	
CT: 5510_150092	2786312	1.7	JOHANA SALAZAR	PULPERIA
CT: 5510_150092	2786292	1	CAROLINA ROJAS REYES	
CT: 5510_150092	2786289	1.1	ALEJANDRA DE LOS ANGELES ZARATE	PULPERIA
CT: 5510_150092	2786286	1	LUISA AMANDA TORREZ	
CT: 5510_150092	2784210	1	PATRICIA ZAMORA ALVARADO	

\*Tabla 4: Clientes especiales por CT del Bo. José Antonio Mendoza, Fuente: Área de Campaña, DISNORTE-DISSUR.



### 13) Selección de transformador

El transformador de distribución es un elemento importante en el sistema eléctrico, ya que se encarga de transformar el voltaje del sistema de distribución primario, desde la subestación, hasta el sistema de distribución secundario o redes de baja tensión, por tal razón, la selección de un transformador es muy importante para un sistema de distribución debido a que las pérdidas que se presentan en la máquina llevan a afectaciones económicas en las redes, por ende se debe de garantizar que el cálculo sea lo más ajustado a la realidad y con pleno conocimiento del comportamiento de la demanda eléctrica, podemos seleccionar el centro de transformación a la medida correcta, con un diseño técnico-económico eficiente.

El cálculo de un transformador de distribución, se realiza con la mayor proximidad la realidad y acorde a los consumos de todos los suministros propuestos a alimentar, la selección de un transformador consiste en la sumatoria de todos los clientes de un proyecto que en este caso es uno de pérdida, luego se considerará que las cargas de los usuarios no estarán conectadas de forma simultánea, y por último se considera un consumo promedio del sector proporcionado por el estudio de cargabilidad del sector a adecuar. Por otra parte se debe de optimizar la potencia del transformador entre el 70 al 90 % de su capacidad nominal, procurando dejar siempre un margen para el crecimiento de futuras cargas en el sector y el alumbrado público.

La distribuidora DISNORTE-DISSUR implementa en sus proyectos transformadores de distribución del tipo convencionales y auto protegidos.

**Transformador convencional:** tiene como características particular que cada uno de los extremos del devanado primario de alto voltaje sale a través de la tapadera del tanque por medio de dos bujes dieléctricos o bushings primarios, también es necesario proteger este tipo de transformador con equipos adicionales, como fusible (cortacircuitos) y pararrayos.

**Transformador auto protegido:** a diferencia física con el convencional, este solamente cuenta con un bushings primario, además cuenta con un fusible de protección de alta tensión interno (Magnex), incluyendo el montaje del pararrayo en la cuba del transformador.

### 13.1 Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98

\*Ver Anexo 13.1 “Imagen de Pantalla” para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98

### 13.2 Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto Tipo

\*Ver Anexo 13.2 “Imagen de Pantalla” para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto Tipo por CT

### 13.3 Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES

\*Ver Anexo 13.2 “Imagen de Pantalla” para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto Tipo por CT



#### 14) Cálculos de caída de tensión

En esta etapa del proyecto, es donde se determina el calibre adecuado para las redes de baja tensión que será alimentado por el transformador previamente dimensionado, dicho conductor aéreo deberá ser capaz de alimentar todos los suministros del sector en donde se pretende normalizar o legalizar a aquellos clientes que cometen fraude eléctrico.

Los conductores que se emplearán para la red de baja tensión serán conductores trenzados. Los conductores trenzados se conformaran con conductores de fase de aluminio, mientras que el neutro será de aleación de aluminio (AAAC).

La distribuidora DISNORTE-DISSUR, hace uso de la normativa de servicio eléctrico en el Título 8, capítulo 8; para la implementación de estos proyectos, en donde se establece lo siguiente:

NSF 8.1.1 La Empresa de Distribución suministrará la energía eléctrica con una frecuencia de 60 ciclos con variaciones de  $\pm 0.5\%$ .

NSF 8.1.2 La Empresa de Distribución suministrará la energía eléctrica a los voltajes nominales descritos a continuación, con variación de  $\pm 8\%$  en el punto de entrega al cliente:

- Voltaje monofásico de 120 voltios, dos conductores.
- Voltaje monofásico 120/240 voltios, tres conductores.
- Voltaje trifásico 120/240 voltios, tres o cuatro conductores.
- Voltaje trifásico 120/208 voltios, tres o cuatro conductores.
- Voltaje trifásico 480 voltios, tres o cuatro conductores.

\*Imagen 9: Normativa de Servicio eléctrico DISNORTE-DISSUR.

De acuerdo a la normativa de servicio eléctrico, debe garantizarse estrictamente los porcentajes establecidos. Para efectos de cálculos eléctricos empleados en los proyectos presentados, se establecerá las siguientes restricciones:

- Caída de tensión máxima total: 5%
- Caída de tensión máxima en la línea BT: 4.2%
- Caída de tensión máxima en acometida: 0.8%

- Caída de tensión en la parte interna de cada cliente: se recomienda cumplir con lo indicado en el CIEN, que indica textualmente " La caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida más alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; razonablemente en dicha caída de tensión se debe el circuito derivado y en el circuito de distribuir alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor de 3%".

También, se debe de cumplir con lo expuesto en el código de instalaciones eléctricas de distribución (CIED), que indica, que la tensión en el secundario del transformador no deberá de exceder independientemente de cuales sean las condiciones de carga, del valor de tensión máxima del sistema.

#### 14.1 Metodología del cálculo de caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores. Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios. La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea. La caída de tensión expresada en tanto por ciento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = 10^5 \cdot \frac{(R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot P \cdot L}{U^2} \quad (\%)$$

\*Ecuación 1: Cálculo de Caída de Tensión, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Debido a que el conductor de las fases y del neutro son de diferente aleación, se expresará de la siguiente manera, ecuación aplicada:

$$e = 10^5 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \operatorname{tg} \varphi)]}{U^2} \cdot P \cdot L \quad (\%)$$

\*Ecuación 2: Cálculo de conductor Fase-Neutro, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Dónde se define:

**e:** Caída de tensión relativa (%).

**R<sub>f</sub>:** Resistencia del conductor de fase (Ω/km).

**R<sub>n</sub>:** Resistencia del conductor de neutro (Ω /km). **X:** Reactancia del conductor (Ω /km).

**φ:** Desfase entre tensión e intensidad. **U:** Tensión entre fases (V).

**P:** Potencia consumida por la carga alimentada por la línea (kW).

**L:** Longitud del tramo de línea (km).

En siguiente tabla se muestran los valores de caída de tensión para los diferentes conductores.

Conductor	Tensión	Caída de tensión Conductores de línea (e%) (*)		
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
Circuito monofásico				
Tríplex #2	240 V	4,40·P·L	4,31·P·L	4,14·P·L
Tríplex 1/0		2,85·P·L	2,76·P·L	2,59·P·L
Tríplex 4/0		1,55·P·L	1,46·P·L	1,29·P·L

(\*) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de estas tablas se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor a 90°C.

\*Tabla 5: Valores de Caída de tensión, Fuente: Norma Tipo, Línea de Baja Tensión

Para los valores de resistencia, se considera lo siguiente:

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

\* Ecuación 3: Cálculo de Valor de Resistencia de Conductor, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Dónde se define:

**R'θ:** Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C (Ω/km).

**R'20:** Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C (Ω /km).

**α20:** Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura. Esta variable adoptando un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio (°C-1).

**θ:** Temperatura de servicio del conductor (°C).

En la tabla siguiente se muestran los valores de la resistencia para los diferentes conductores.

Resistencia por conductor en función de la temperatura			
Conductor	R'20 (Ω/km)	R'75 (Ω/km)	R'90 (Ω/km)
AAC #2 AWG	0,860	1,051	1,103
AAAC #2 AWG	0,999	1,220	1,281
AAC 1/0 MCM	0,539	0,658	0,691
AAAC 1/0 MCM	0,626	0,765	0,803
AAC 4/0 MCM	0,269	0,329	0,345
AAAC 4/0 MCM	0,312	0,381	0,400

\*

\*Tabla 6: Valores de Resistencia de Conductor, Fuente Norma Tipo Línea Aérea de Baja Tensión (LABT) Caída de tensión,

## 14.2 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98

\*.Ver Anexo 14.2“Imagen de Pantalla” de Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza  
Norma ENEL 98 por CT

## 14.3 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto tipo

\*.Ver Anexo 14.3“Imagen de Pantalla” de Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza  
Norma Proyecto tipo por CT

## 14.4 Caída de tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES

\*.Ver Anexo 14.4“Imagen de Pantalla” de Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza  
Norma PRES

## 15) Cálculos Mecánicos

Son aquellos procedimientos para determinar las características mecánicas de los elementos de una red que garantizan la estabilidad física de la misma, tanto en condiciones normales como en condiciones anormales consideradas como probables.

Para realizar este estudio se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- El módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación de los conductores, si estos conductores no son homogéneos, se debe considerar la proporción de los materiales que lo componen.
- Las características meteorológicas y geográficas de la zona donde se instalen las redes.
- La flecha que tomarán los conductores en los diferentes vanos y para las distintas hipótesis.
- Las características mecánicas de apoyos y crucetas a utilizar en el proyecto.
- La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis.
- El comportamiento frente a la aparición de fenómenos vibratorios.

### 15.1 Criterios de cálculos mecánicos:

Todo diseño de una red de distribución debe realizarse bajo los criterios de una norma, podrán existir diversos textos que expongan las expresiones de cálculo, pero estos se aplican con norma específica, en nuestro caso, aplicamos el Proyecto Tipo para cálculos mecánicos:

- Velocidad de Viento a 120 km/h, Área B
- Altitud menor de 2000 m, Zona 1
- Tense Máximo de Conductor, Coeficiente de seguridad: 3
- Esfuerzo Nominal de Poste, Coeficiente de seguridad: 2
- Tense máx. Cable de Retenida, Coeficiente de seguridad: 1.5
- Hipótesis de condiciones normales.

- Hipótesis de condiciones anormales.

## 15.2 Metodología de Cálculos Mecánicos

- Selección del conductor Primario MT, conductor Neutro y conductor BT en caso de existir simultáneamente.
- Obtener las características mecánicas de los conductores (diámetro nominal en mm, peso en daN/m, carga de rotura en daN).
- Obtener las tablas de regulación para cada conductor, se puede utilizar las tablas en anexos de Proyecto Tipo según la Zona y Área correspondiente.
- Definir los cantones de la red considerando la topografía del terreno, derechos de vías, los accesos a las propiedades privadas, etc.
- Definir las estructuras de MT y BT de cada apoyo y obtener los puntos de aplicación de cada conductor determinando la distancia con respecto a la cogolla del poste (extremo superior), según manual constructivo.
- Determinar el vano regulador para cada cantón. Según expresión de cálculo dada.
- Determinar la tensión máxima de cada hilo del conductor en las tablas de regulación del conductor para la condición de flecha máxima e hipótesis de viento y temperatura.
- Determinar el esfuerzo por sobrecarga transversal de cada apoyo debido a la presión del viento.
- Determinar el esfuerzo equivalente que se ejerce sobre el apoyo debido a la presión del viento, trasladando los esfuerzos individuales al punto crítico del poste, cuyo punto se encuentra generalmente a 0.30m de la cogolla del poste.
- Determinar el esfuerzo nominal del apoyo a instalar en cada punto considerando los esfuerzos equivalentes. En el caso de los apoyos en ángulo, se determina las retenidas a instalar.
- Determinar el esfuerzo debido a la carga longitudinal de cada apoyo en

fin de línea y apoyos de anclaje considerándolos como fin de Línea en sus respectivos cantones, por cada conductor.

- Presentar los resultados obtenidos de forma tabulada, según tablas en anexos del Proyecto Tipo. Las cuales se presentaran en las tablas de vano regulador y características de apoyo.

Tipo de Apoyo	Esfuerzo Transversal	Esfuerzo Longitudinal
Apoyo Alineamiento	$F_t = p_v \cdot a_v$	No aplica
Apoyo en Angulo	$F_t = p_v \cdot a_v \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \cdot T_{m\acute{a}x} \cdot \sen\left(\frac{\beta}{2}\right)$	
Apoyo Fin de Línea	$F_t = p_v \cdot \frac{a_v}{2}$	$F_l = T_{m\acute{a}x}$

\*Tabla 7: Ecuaciones de Cálculos Mecánicos implementada en la “Memoria de Línea Aérea de Baja Tensión, Fuente Norma Tipo

Dónde:

**Ft** = Esfuerzo transversal que se transmite al apoyo debido al cable o conductor eléctrico.

**Pv** = Fuerza por unidad de longitud que ejerce el viento sobre el conductor (daN/m).

**β**= ángulo de la red existente o a instalar.

### Teoría del Eolovano

Se define como la semisuma de los vanos adyacentes al apoyo y se utiliza para determinar el esfuerzo transversal que, debido a la acción del viento sobre el conductor, estos transmiten al apoyo.

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

\*Ecuación 4: Cálculo del Esfuerzo Transversal, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Dónde se define:



**av** =longitud del eolovano medido en dirección longitudinal (metros).

**a1** = longitud del vano anterior medido longitudinalmente (metros).

**a2** = longitud del vano posterior medido longitudinalmente (metros).

## Presión de viento

La presión que ejerce el viento en el conductor por unidad de longitud, está relacionada con el diámetro del conductor y con la velocidad del viento y se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_v = 4,7238 \times V^2 \times d \times 10^{-6} \text{ (daN/m)}$$

\* Ecuación 5: Cálculo Presión de Viento, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Dónde se define:

**Pv** = presión de viento sobre el conductor por unidad de longitud

**V** =velocidad del viento en (Km/h)

**d** =diámetro del conductor en (milímetros)

Conductor	Veloc del Viento (km/h)	Peso del Cond (daN/m)	Presión del Viento (daN/m)
477 MCM (Hawk)	120 km/h	0,956	1,482
336,4 MCM (Linnet)	120 km/h	0,676	1,244
266 MCM (Partridge)	120 km/h	0,535	1,109
4/0 (Penguin)	120 km/h	0,433	0,973
1/0 (Raven)	120 km/h	0,212	0,688
#2 (Sparrow)	120 km/h	0,184	0,545
Cuádruplex 4/0	120 km/h	1,570	2,721
Triplex 4/0	120 km/h	1,189	2,381
Cuádruplex 1/0	120 km/h	0,870	2,245
Triplex 1/0	120 km/h	0,631	1,837
Triplex #2	120 km/h	0,351	1,428

\*Tabla 8: Resumen de Presión de vientos en los conductores más utilizados implementada en la "Memoria de Cálculos Mecánicos, Fuente Norma Tipo

### Vano ideal de regulación (ar)

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos apoyos de anclaje, se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano llamado vano ideal de regulación.

La longitud del vano de regulación se determina mediante la siguiente expresión:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \text{ (m)}$$

\* Ecuación 6: Cálculo Vano de Regulación, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Donde se define:

$a_i$  =longitud de vanos del cantón en metros

Con el Vano Ideal de regulación se determina el tense máximo del conductor para ese cantón, considerándolas hipótesis de sobrecarga y las condiciones de temperatura en las tablas de regulación.

### Esfuerzos Equivalentes (Respecto al Apoyo)

Una consideración importante es que los puntos de aplicación de cada esfuerzo varían según el tipo de estructura, por lo tanto el apoyo percibe un esfuerzo aparente en su punto crítico o punto de esfuerzo nominal admisible que generalmente se encuentra a 0.3m de la cogolla del apoyo. Todos los esfuerzos se deben referir desde el punto de aplicación a este punto para compararlo con su esfuerzo admisible nominal.

Esto se determina mediante la siguiente expresión:

$$F_{eq} = \sum F_i \frac{h_l - h_a}{h_l - h_c}$$

\* Ecuación 7: Cálculo del Esfuerzo Equivalente de Apoyo, Fuente Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución, DISNORTE-DISSUR

Dónde se define:

**hl**= altura libre del apoyo (metros)

**ha**= altura de aplicación del esfuerzo (metros)

**hc**= altura del punto crítico (30cm)

Una vez aplicado correctamente lo descrito, podemos determinar la selección correcta del apoyo a instalar en el proyecto, el cual será conforme al tipo de redes a implementar.

Denominación	Esf. Nominal (daN)	Coef. de seguridad
HPC-C-300-6	300	2,0
HPC-C-300-9		
HPC-C-300-10		
HPC-C-500-9	500	
HPC-C-500-10		
HPC-C-500-12		
HPC-C-500-14		
HPC-C-800-9	800	
HPC-C-800-10		
HPC-C-800-12		
HPC-C-800-14		

Tabla 9: Características de los postes, Fuente Pliego de Condiciones, DISNORTE-DISSUR

### 15.3 Cálculos Mecánicos Bo José Antonio Mendoza Norma PRES

\*.Ver Anexo 15.3.1“Imagen de Pantalla” de Cálculo Mecánicos de Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES

\*.Ver Anexo 15.3.2“Imagen de Pantalla” de Tabla de vanos de Regulación Bo José Antonio Mendoza Norma PRES

\*.Ver Anexo 15.3.3“Imagen de Pantalla” Tabla de características de apoyos Bo Jose Antonio Mendoza Norma PRES

\*.Ver Anexo 15.3.4“Imagen de Pantalla” de Cálculos de tendido de Bo José Antonio Mendoza Norma PRES

### 16) Estaqueo

Finalizados los resultados de los cálculos eléctricos y mecánicos por normativa, se procede con la elaboración del estaqueo. El estaque se anexa al plano o diseño eléctrico del proyecto, con el fin de puntualizar y detallar punto a punto todos los elementos que componen a una red eléctrica, por tal razón es de mucha importancia al proyecto. En esta hoja se detallan la designación o nombre de cada punto, materiales a instalar, estructuras a desmontar, elementos a reubicar y observaciones específica puntos particulares, de ser necesario se agregan coordenadas en cada punto, esto estaría en dependencia a las solicitudes que oriente o disponga que sea necesario por la distribuidora. En muchos casos o particularmente en localidades de relevancia, se mostrara en anexo, detalles de estructuras o modificaciones que requieren se instalen en puntos importantes todo esto deben de quedar plasmado en el estaqueo. Aplicado a que cada uno de los planos de la red MT/BT de cada normativa respectivamente.

\*.Ver Anexo 16“Imagen de Pantalla”

### 17) Punto de entronque

Un punto de entronque es una hoja técnica proporcionada por el área de planificación (por parte de la distribuidora), donde se solicita la autorización de los alcances que en base a los cálculos eléctricos están contemplados, entre, los que son de vital importancia la potencia total del proyecto en KVA, el alcance en metros de las redes aéreas de media tensión en niveles de tensión, 7.6/13.2KV o 14.4/24.9KV respectivamente a instalar solamente, en este formato de entronque podremos ver la fase en que la red de media tensión se conectara, incluyendo también los transformadores. El formato de punto de entronque se solicita para los proyectos en donde los alcances son la extensión de redes monofásicas, bifásicas o trifásicas, también cuando se instalen transformadores independientemente su disposición.

En esta hoja se dejan condicionadas acciones para la instalación de protecciones o elementos de corte y reconexión, para los ramales o derivaciones de redes en media tensión, según sea el caso. Esta solicitud es por tanto obligatoria e indispensable para cualquier proyecto sometido en la distribuidora.

Cuando se solicita este formato de punto de entronque, el receptor o la persona encargada de responder lo solicitado tendrá un tiempo máximo de 3 a 5 días hábiles, para entregar lo solicitado.

\*.Ver Anexo 17“Imagen de Pantalla”

### 18) Informe Técnico

La elaboración del informe técnico de un proyecto, se realiza con el propósito de describir e incluir la información completa y suficiente de los alcances y acciones necesarias para la ejecución de la obra, para que quede de forma clara y precisa las acciones que fueron autorizadas en dicho proyecto.

El informe técnico es elaborado en formato Word, este se remite a la áreas responsables, una vez que se tiene su total aprobación es finalizado ingresando el escrito al sistema SGT en donde queda registrado para el seguimiento de la obra.

\*.Ver Anexo 17“Imagen de Pantalla”

## 19) Presupuesto

El último proceso a cargo del proyectista que se encuentra a cargo del Diseño es la etapa del Presupuesto, en el que son agregados todos los materiales, en los que se incluyen remociones o reubicaciones de acuerdo a lo plasmado en el estaqueo. Debido a que estos proyectos son ejecutados a conveniencia de la distribuidora DISNORTE-DISSUR debe realizarse lo más real posible a lo encontrado en campo, así como plasmar todo lo que incurre en la ejecución de proyecto con el material por lo que la ejecución de dicha obra no genere un desvío mayor al 10% del monto total al proyecto.

Open SGT Versión 2014 V.5.9

Editar Herramientas Diseño Ventana Ayuda

Diseño de Obras SIMULADA (JOSE ANTONIO MENDOZA)

General Estudio Ingeniería Adelanto Presupuesto Verificación Trámites Permisos

	CONTRATA	EMPRESA	OBRA	CLIENTE
Ppto. Proyecto	0.00	0.000	0.000	0 % 0.000
Ppto. Trámites	0.00	0.000	0.000	0 % 0.000
Ppto. Permisos	0.00	0.000	0.000	0 % 0.000
Ppto. Materiales	204,315.970	2,392,547.533	2,654,611.598	0.000
Ppto. Mano Obra	1,011,638.089	0.000	1,011,638.089	0.000
Ppto. Transporte	0.000	0.000	0.000	0.000
Ppto. Otros	0.000	0.000	0.000	0.000
Gastos Generales	0.000	0.000	0.000	0.000
<b>TOTAL C\$</b>	<b>1,215,954.059</b>	<b>2,392,547.533</b>	<b>3,608,501.592</b>	<b>0.000</b>
<b>INFLACION : 0 %</b>	<b>1,215,954.059</b>	<b>2,392,547.533</b>	<b>3,608,501.592</b>	<b>0.000</b>

\*Imagen 10: Imagen de pantalla Presupuesto del Proyecto José Antonio Mendoza en Norma PRES programa SGT, Fuente: DISNORTE-DISSUR

Open SGT Versión 2014 V.5.9 - [Diseño de Obras SIMULADA (NORMA TIPO JOSE ANTONIO )]

Editar Herramientas Diseño Ventana Ayuda

General Estudio Ingeniería Adelanto Presupuesto Verificación Trámites

	CONTRATA	EMPRESA	OBRA		CLIENTE
Ppto. Proyecto	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Trámites	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Permisos	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Materiales	218,203.090	1,556,211.898	1,774,414.988		0.000
Ppto. Mano Obra	498,345.120	0.000	498,345.120		0.000
Ppto. Transporte	0.000	0.000	0.000		0.000
Ppto. Otros	0.000	0.000	0.000		0.000
Gastos Generales	0.000	0.000	0.000		0.000
<b>TOTAL C\$</b>	<b>716,548.210</b>	<b>1,556,211.898</b>	<b>2,272,760.108</b>		<b>0.000</b>
<b>INFLACION : 0 %</b>	<b>716,548.210</b>	<b>1,556,211.898</b>	<b>2,272,760.108</b>		<b>0.000</b>

\*Imagen 11: Imagen de pantalla Presupuesto del Proyecto José Antonio Mendoza en Norma Proyecto Tipo programa SGT, Fuente: DISNORTE-DISSUR

Open SGT Versión 2014 V.5.9

Editar Herramientas Diseño Ventana Ayuda

Diseño de Obras SIMULADA (PER JAM SIMULADO )

General Estudio Ingeniería Adelanto Presupuesto Verificación Trámites

	CONTRATA	EMPRESA	OBRA		CLIENTE
Ppto. Proyecto	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Trámites	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Permisos	0.00	0.000	0.000	0 %	0.000
Ppto. Materiales	150,104.570	1,033,573.531	1,184,490.601		0.000
Ppto. Mano Obra	632,208.378	0.000	632,208.378		0.000
Ppto. Transporte	0.000	0.000	0.000		0.000
Ppto. Otros	0.000	0.000	0.000		0.000
Gastos Generales	0.000	0.000	0.000		0.000
<b>TOTAL C\$</b>	<b>782,312.948</b>	<b>1,033,573.531</b>	<b>1,815,886.479</b>		<b>0.000</b>
<b>INFLACION : 0 %</b>	<b>782,312.948</b>	<b>1,033,573.531</b>	<b>1,815,886.479</b>		<b>0.000</b>

\*Imagen 12: Imagen de pantalla Presupuesto del Proyecto José Antonio Mendoza en Norma ENEL 98 programa SGT, Fuente: DISNORTE-DISSUR

RESUMEN DE PRESUPUESTO	MONTO C\$
Bo.José Antonio Mendoza Norma PRES	C\$ 3,608,501.59
Bo.José Antonio Mendoza Proyecto Tipo	C\$ 2,272,760.10
Bo.José Antonio Mendoza Norma ENEL 98	C\$ 1,815,886.47

\*Tabla 10: Resumen de Presupuesto en la diferentes Normas Bo. José Antonio Mendoza,  
Fuente Proyecto INGENICA S.A.

## 20) Replanteo

Es la creación de una acta elaborada en campo en donde los supervisor DISNORTE-DISSUR presentan y validan el estaqueo punto a punto de la obra a ejecutar en la que se deja en claro las fallas que presentan dichos puntos y que deberán de ser corregidos por la empresa homologada, en el proceso de la ejecución se valora la necesidad de hacer cambios que no fueron contemplados al momento del Replanteo el cual fue firmado en bitácora al momento de finalizada esta etapa del proyecto. En el proceso de la ejecución se llegara a presentar situaciones en las que debe de haber cambio y se contradiga lo ya firmado en Replanteo estos deberán ser justificado y soportado bajo criterio técnico, en otros caso estos cambios son dados por circunstancias del medio. Toda modificación debe de ser aprobado por las partes antes de la recepción de la obra para de esta forma darle finalidad al proyecto.



## 21) Impacto ambiental

Los proyectos de electrificación rural o urbana se caracterizan por la tala de árboles o poda de los mismos durante su construcción, todo esto debido al izado de postes, tendidos de conductores, instalación de banco de transformadores, instalaciones de retenidas etc.

En la visita de replanteo se verifica que las labores de poda, tala o limpieza se realizarán en coordinación con la empresa constructora del proyecto de tal forma que se evitara en la medida de lo posible la tala y poda de árboles. Ya sean catalogados en: frutales, ornamentación o especies protegidas y en especial de cultivos. Cuando sea absolutamente imprescindible hacerlo se pondrá especial cuidado en la tala o poda verificando que cada punto a instalar y retener afecte lo menos posible previniendo situaciones de deterioro estableciendo las medidas más adecuadas para llevar a niveles aceptables los impactos derivados de acciones humanas y proteger la calidad del ambiente.

Ley General de Medio Ambiente y los Recursos Naturales, ley 217 en el Artículo 1 específico tiene como objetivo establecer las normas para la conservación, protección, mejoramiento y la restauración del medio ambiente y los recursos naturales que lo integran, asegurando su uso racional y sostenible, de acuerdo a lo señalado en la Constitución Política de Nicaragua.

Determinando que los impactos negativos durante el proceso de construcción es evidente que tanto la vegetación como el paisaje rural son los más afectados sin embargo estos son moderados tendiendo a irrelevantes.

## 22) Conclusiones

El desafío primordial para la empresa DISNORTE-DISSUR es la reducción de pérdidas no técnicas por fraude eléctrico es por lo cual que se realizan proyectos de pérdidas para disminuir estos casos. En los que se implementan y valoran soluciones para la optimización y calidad del servicio eléctrico.

Después de hacer las diferentes soluciones y análisis de pérdidas no técnicas se estableció la necesidad de realizar el diseño de este barrio implementando tres Normativas: ENEL 98, Proyecto Tipo y PRES (Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles) aplicado a la localidad Bo. José Antonio Mendoza

En el Diseño Bo Jose Antonio Mendoza se considerado los principales aspectos constructivos por cada una de las Normativa:

- ❖ **Norma ENEL 98:** Es donde La línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo. Los apoyos a utilizar para la red MT debe ser de 12m y 10.5m, para la red BT deberá ser de 9m. Se considera el consumo promedio por cliente de 700W.
- ❖ **Norma Proyecto Tipo:** La línea de Media Tensión (MT) se instala en el primer orificio del apoyo y la Red de Baja Tensión (BT) se instala por debajo de la Red de Media Tensión a 2.15 metros por debajo. Con la implementación de postes de mayor altura así como instalación de cable guía. Los apoyos a utilizar para la red MT debe ser de 12m, para la red BT de 10.5m y para el cable guía serán de 9m. El consumo promedio por cliente se considerara de 1000W.
- ❖ **Norma PRES (Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles):** La línea de Baja tensión (BT) se instalara en el primer orificio del apoyo y la Red de Media Tensión (MT) se instalara por debajo de la Red de Baja Tensión con soportes laterales o cruceta normalizadas, con la particularidad que donde se proyecte el trazado de línea BT a instalar se tendrán que proyectar también el trazado de línea MT.

Se realizó el presupuesto por cada normativa con el fin de valorar a detalle la

inversión por cada Normativa:

- Norma ENEL 98 un total de un millón ochocientos quince mil ochocientos ochenta y síes con cuarenta y siete centavo de córdobas (C\$ 1, 815,886.47).
- Norma Proyecto Tipo un total de Dos millones doscientos setenta y dos mil setecientos sesenta con veintidós centavos de córdobas (C\$ 2, 272,760.22).
- Norma PRES un total de Tres millones seiscientos ocho mil quinientos uno con cincuenta y nueve centavos de córdobas (C\$ 3, 608,501.59).

En el caso de impacto ambiental se determina que:

- ❖ no representa impactos negativos durante el proceso de construcción es totalmente evidente que tanto la vegetación como el paisaje rural y urbano son los más afectados sin embargo en el caso del proyecto Bo. José Antonio Mendoza, la vegetación como el paisaje rural son los más afectados sin embargo estos son moderados tendiendo muchos casos una afectación irrelevantes.

Por parte de la Distribuidora es seleccionada entre las tres tipo de normativas presentadas para la ejecutar del Diseño de la Localidad José Antonio Mendoza la Opción en la Normativa PRES, el principal factor por el cual se toma esta solución es el alto grado de agresividad del fraude encontrado y por la topología del lugar, también fue confirmado en el momento del levantamiento el crecimiento de la población, cumpliendo de esta forma con el objetivo de garantizar una solución tecno-económica para aminorar las pérdidas por fraude eléctrico en dicha localidad.

En la selección de la Norma PRES se tomó uno de los de los principales aspectos que fueron tomados en cuenta por la Distribuidora es la protección de la red en baja tensión (BT) a instalar donde esta sea proyectada a instalar también se instalara en el mismo trazado red de la línea de media tensión (MT) de la misma fase con dos conductores en paralelo al poste y a la red de baja tensión esto con el principal objetivo que la red MT garantice un blindaje o resguardo de la red BT, lo que dispone a que no se tenga manipulación de la red BT logrando asi no se den pérdidas por fraude o robo de la energía eléctrica.

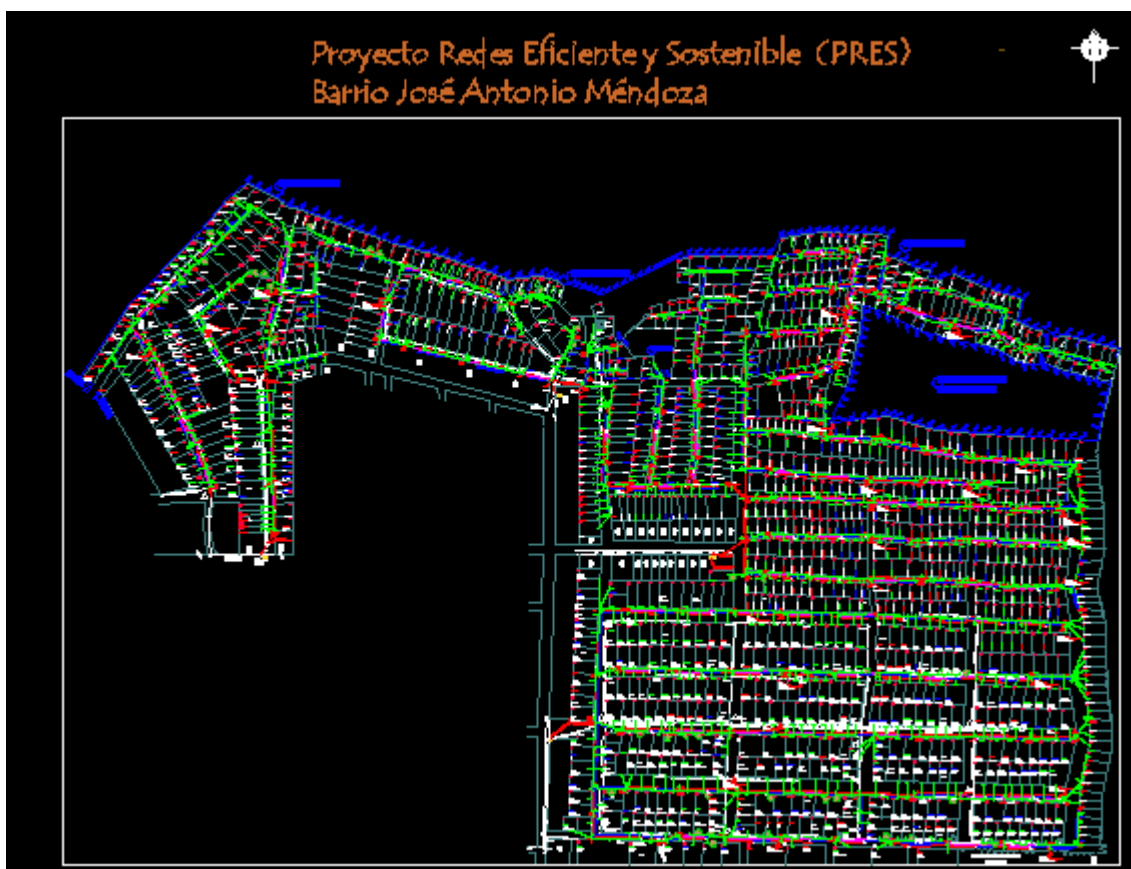
## 23) Bibliografía

### Documentos en PDF:

- ✓ Norma de Construcción para estructuras de Áreas Distribución 7.6/13.2 kV y Baja Tensión en postes de concreto redondos (ENEL 98).
- ✓ Oficina Técnica Distribución. (2009). Normativa De Alumbrado Público. Nicaragua.
- ✓ Unión Fenosa. (2002). Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Aéreas De 13,2;24,9 Y 34,5 Kv. Versión 5. Nicaragua.
- ✓ Unión Fenosa. (2002). Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Aéreas De Baja Tensión. Versión 5. Nicaragua.
- ✓ Comisión Nacional De Normas Electricas. (2009). Código De Instalaciones Eléctricas De Distribución .Nicaragua.
- ✓ DISNORTE-DISSUR. (2011). Normativa De Instalaciones De Enlace. Nicaragua.
- ✓ DISNORTE-DISSUR. (2011). Procedimiento Control Y Seguimiento De La Operativa De Bolsas De Energía PCI. Nicaragua.
- ✓ Cálculos Mecánicos en Redes de Distribución – Presentación de DISNORTE-DISSUR Junio-2013
- ✓ MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DE PROYECTO DEREDES EFICIENTES Y SOSTENIBLES 13.2 Y 24.9 kV. (2016).
- ✓ TEXTO DE LEY N". 217, "LEY GENERAL DEL MEDIO AMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES" CON SUS REFORMAS INCORPORADAS.

# ANEXOS

**Anexo 2: Mapa de localización y delimitación del proyecto. Bo. José Antonio Mendoza. Municipio de Tipitapa**



**Anexo 13.1: Imagen de Pantalla para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98, Fuente: Proyecto Bo. José Antonio Mendoza, INGENICA, S. A.**

[illegible][illegible]





## SELECCIÓN DE T3- JOSE ANTONIO MENDOZA PER 2018

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y			
	kW máximo por Cliente																							kVA máximo por Cliente (cos phi = 0.9)				
Núm Cliente	Coef. Simult.	Cliente s	Rango 1	Rango 4	2/ 3	Rango 15	5/ 6	Rango 15	>	0.75	0.7	1	11.1	6.7	5.0	3.3	2.2	0.2	0.0	1.1								
										F	G	H	A	B	C	D	E	F	G	H								
1	1.00	1	1	0	0	0	0	0	0	0.2	0.7	1.0	11.1	6.7	5.0	3.3	2.2	0.2	0.0	1.1								
2	0.90	16	1	1	0	0	0	0	0	0.3	1.3	1.8	20.0	12.0	9.0	6.0	4.0	0.3	1.4	2.0								
3	0.67	2.5	1	2	0	0	0	0	0	0.4	1.0	2.5	26.3	17.3	13.0	6.7	5.0	0.4	2.0	2.9								
4	0.65	3.4	1	3	0	0	0	0	0	0.5	2.4	3.4	37.8	22.7	17.0	11.3	7.6	0.6	2.6	3.8								
5	0.60	4	1	3	1	0	0	0	0	0.6	2.8	4.0	44.4	26.7	20.0	13.3	9.3	0.7	3.1	4.4								
6	0.77	4.5	1	3	2	0	0	0	0	0.7	3.2	4.5	51.1	30.7	23.0	15.3	10.2	0.8	3.6	5.1								
7	0.74	5.2	1	3	3	0	0	0	0	0.6	3.6	5.2	57.9	34.7	26.0	17.3	11.6	0.9	4.0	5.9								
8	0.73	5.8	1	3	4	0	0	0	0	0.9	4.1	5.8	64.4	38.7	29.0	19.3	12.9	1.0	4.5	6.4								
9	0.71	6.4	1	3	5	0	0	0	0	1.0	4.5	6.4	71.1	42.7	32.0	21.3	14.2	1.1	5.0	7.1								
10	0.70	7	1	3	6	0	0	0	0	1.1	4.9	7.0	77.9	46.7	35.0	23.3	15.6	1.2	5.4	7.9								
11	0.69	7.6	1	3	7	0	0	0	0	1.1	5.3	7.6	84.4	50.7	38.0	25.3	16.9	1.3	5.9	8.4								
12	0.68	8.2	1	3	8	0	0	0	0	1.2	5.7	8.2	91.1	54.7	41.0	27.3	18.2	1.4	6.4	9.1								
13	0.68	9.0	1	3	9	0	0	0	0	1.3	6.2	9.0	97.9	58.7	44.0	29.3	19.6	1.5	6.8	9.8								
14	0.67	9.4	1	3	10	0	0	0	0	1.4	6.6	9.4	104.4	62.7	47.0	31.3	20.9	1.6	7.3	10.4								
15	0.67	10	1	3	11	0	0	0	0	1.5	7.0	10.0	111.1	66.7	50.0	33.3	22.2	1.7	7.8	11.1								
16	0.65	10.4	1	3	11	1	0	0	0	1.6	7.3	10.4	118.6	69.3	52.0	34.7	23.1	1.7	8.3	11.6								
17	0.64	10.8	1	3	11	2	0	0	0	1.6	7.6	10.8	126.0	72.0	54.0	36.0	24.0	1.9	8.4	12.0								
18	0.62	11.2	1	3	11	3	0	0	0	1.7	7.8	11.2	134.4	74.7	56.0	37.3	24.9	1.9	8.7	12.4								
19	0.61	11.6	1	3	11	4	0	0	0	1.7	8.1	11.6		77.3	58.0	38.7	25.8	1.9	9.0	12.9								
20	0.60	12	1	3	11	5	0	0	0	1.8	8.4	12.0		80.0	60.0	40.0	26.7	2.0	9.3	13.3								
21	0.59	12.4	1	3	11	6	0	0	0	1.9	8.7	12.4		82.7	62.0	41.3	27.6	2.1	9.6	13.8								
22	0.58	12.8	1	3	11	7	0	0	0	1.9	9.0	12.8		85.3	64.0	42.7	28.4	2.1	10.0	14.2								
23	0.57	13.2	1	3	11	8	0	0	0	2.0	9.2	13.2		88.0	66.0	44.0	29.3	2.2	10.3	14.7								
24	0.57	13.6	1	3	11	9	0	0	0	2.0	9.5	13.6		90.7	68.0	45.3	30.2	2.2	10.6	15.1								
25	0.56	14	1	3	11	10	0	0	0	2.1	9.8	14.0		93.3	70.0	46.7	31.1	2.3	10.9	15.6								
26	0.55	14.4	1	3	11	11	0	0	0	2.2	10.1	14.4		96.0	72.0	48.0	32.0	2.4	11.2	16.0								
27	0.55	14.8	1	3	11	12	0	0	0	2.2	10.4	14.8		98.7	74.0	49.3	32.9	2.5	11.5	16.4								
28	0.54	15.2	1	3	11	13	0	0	0	2.3	10.6	15.2		101.3	76.0	50.7	33.8	2.5	11.8	16.9								
29	0.54	15.6	1	3	11	14	0	0	0	2.3	10.9	15.6		104.0	78.0	52.0	34.7	2.6	12.1	17.3								
30	0.53	16	1	3	11	15	0	0	0	2.4	11.2	16.0		106.7	80.0	53.3	35.6	2.7	12.4	17.8								
31	0.53	16.4	1	3	11	16	0	0	0	2.5	11.5	16.4		109.3	82.0	54.7	36.4	2.7	12.8	18.2								
32	0.53	16.8	1	3	11	17	0	0	0	2.5	11.8	16.8		112.0	84.0	56.0	37.3	2.8	13.1	18.7								




## SELECCIÓN DE T4- JOSE ANTONIO MENDOZA PER 2018

[illegible]



# Anexo 13.2: Imagen de Pantalla para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto Tipo, Fuente: Proyecto Bo. José Antonio Mendoza, INGENICA, S. A.

		<b>SELECCIÓN DE T1- JOSE ANTONIO MENDOZA - PROYECTO TIPO 2018</b>																			
		KVA máximo por Cliente (cos phi = 0.9)																			

[illegible][illegible]

**Anexo 13.3: Imagen de Pantalla para la Selección de transformador Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES por CT. Fuente: Proyecto Bo. José. Antonio Mendoza, INGENICA, S. A**

<b>Selección de centro de transformación T1</b>					
<b>Tipificación</b>	<b>Numero de</b>	<b>Coef. Simult.</b>	<b>kW máximo por Cliente</b>	<b>kVA máximo por Cliente (cos phi = 0.83)</b>	<b>kVA Total</b>
Usuarios estándar	32.00	0.48	0.75	0.83	12.80
Pulperías	1.00	0.30	1.50	1.67	1.50
AP	6.00	1	0.15	0.17	1.00
<b>Total de kVA calculados</b>					<b>15.3 kVA</b>
<b>Trafo propuesto</b>					<b>25 kVA</b>
<b>Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado</b>					<b>61.20%</b>

<b>Selección de centro de transformación T2</b>					
<b>Tipificación</b>	<b>Numero de</b>	<b>Coef. Simult.</b>	<b>kW máximo por Cliente</b>	<b>kVA máximo por Cliente (cos phi = 0.83)</b>	<b>kVA Total</b>
Usuarios estándar	16.00	0.48	0.75	0.83	6.40
Pulperías	1.00	0.30	1.50	1.67	1.50
AP	4.00	1	0.15	0.17	0.67
<b>Total de kVA calculados</b>					<b>8.57 kVA</b>
<b>Trafo propuesto</b>					<b>10 kVA</b>
<b>Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado</b>					<b>85.67%</b>

<b>Selección de centro de transformación T3</b>					
<b>Tipificación</b>	<b>Numero de</b>	<b>Coef. Simult.</b>	<b>kW máximo por Cliente</b>	<b>kVA máximo por Cliente (cos phi = 0.83)</b>	<b>kVA Total</b>
Usuarios estándar	62.00	0.48	0.75	0.83	24.80
Pulperías	2.00	0.30	1.50	1.67	3.00
AP	8.00	1	0.15	0.17	1.33
<b>Total de kVA calculados</b>					<b>29.1 kVA</b>
<b>Trafo propuesto</b>					<b>37.5 kVA</b>
<b>Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado</b>					<b>77.69%</b>

<b>Selección de centro de transformación T4</b>					
<b>Tipificación</b>	<b>Numero de</b>	<b>Coef. Simult.</b>	<b>kW máximo por Cliente</b>	<b>kVA máximo por Cliente (cos phi = 0.83)</b>	<b>kVA Total</b>
Usuarios estándar	24.00	0.48	0.75	0.83	9.60
Pulperías	1.00	0.30	1.50	1.67	1.50
AP	4.00	1	0.15	0.17	0.67
<b>Total de kVA calculados</b>					<b>11.8 kVA</b>
<b>Trafo propuesto</b>					<b>15 kVA</b>
<b>Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado</b>					<b>78.44%</b>

### Selección de centro de transformación T5

Tipificación	Numero de	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente $f_{cos \phi} =$	kVA Total
Usuarios estándar	61.00	0.48	0.75	0.83	24.40
Pulperías	3.00	0.90	1.50	1.67	4.50
AP	8.00	1	0.15	0.17	1.33
Total de kVA calculados					30.2 kVA
Trafo propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					80.62%

### Selección de centro de transformación T6

Tipificación	Numero de	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente $f_{cos \phi} =$	kVA Total
Usuarios estándar	21.00	0.48	0.75	0.83	8.40
Pulperías	1.00	0.90	1.50	1.67	1.50
AP	4.00	1	0.15	0.17	0.67
Total de kVA calculados					10.6 kVA
Trafo propuesto					15 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					70.44%

### Selección de centro de transformación T7

Tipificación	Numero de	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente $f_{cos \phi} =$	kVA Total
Usuarios estándar	53.00	0.48	0.75	0.83	21.20
Pulperías	3.00	0.90	1.50	1.67	4.50
AP	7.00	1	0.15	0.17	1.17
Total de kVA calculados					26.9 kVA
Trafo propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					71.64%

### Selección de centro de transformación T8

Tipificación	Numero de	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente $f_{cos \phi} =$	kVA Total
Usuarios estándar	30.00	0.48	0.75	0.83	12.00
Pulperías	1.00	0.90	1.50	1.67	1.50
AP	4.00	1	0.15	0.17	0.67
Total de kVA calculados					14.2 kVA
Trafo propuesto					15 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					94.44%

### Selección de centro de transformación T9

Tipificación	Numero de	Coef. Simult.	kW máximo por Cliente	kVA máximo por Cliente $f_{cos \phi} =$	kVA Total
Usuarios estándar	70.00	0.48	0.75	0.83	28.00
Pulperías	2.00	0.90	1.50	1.67	3.00
AP	8.00	1	0.15	0.17	1.33
Total de kVA calculados					32.3 kVA
Trafo propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					86.22%



### Selección de centro de transformación T20

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	25.00	0.48	0.50	0.56	6.67
Pulperías	0.00	0.90	1.50	1.67	0.00
AP	4.00	1	0.15	0.17	0.67
Total de kVA calculados					7.33 kVA
Trafo propuesto					10 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					73.33%

### Selección de centro de transformación T21

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	30.00	0.48	0.50	0.56	24.00
Pulperías	0.00	0.90	1.50	1.67	0.00
AP	16.00	1	0.15	0.17	2.67
Total de kVA calculados					26.7 kVA
Trafo propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					71.11%

### Selección de centro de transformación T22

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	62.00	0.48	0.35	0.39	11.57
Pulperías	0.00	0.90	1.50	1.67	0.00
AP	12.00	1	0.15	0.17	2.00
Total de kVA calculados					13.6 kVA
Trafo propuesto					25 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					54.29%

### Selección de centro de transformación T23

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	124.00	0.48	0.50	0.56	33.07
Pulperías	0.00	0.90	1.50	1.67	0.00
AP	17.00	1	0.15	0.17	2.83
Total de kVA calculados					35.9 kVA
Trafo propuesto					50 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					71.80%

### Selección de centro de transformación T24

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	11.00	0.48	0.75	0.83	4.40
Antena Telecomunicacion	1.00	1.00	4.00	4.44	4.44
AP	5.00	1	0.15	0.17	0.83
Total de kVA calculados					9.68 kVA
Trafo propuesto					15 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					64.52%

### Selección de centro de transformación T27

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	40.00	0.48	0.75	0.83	16.00
Pulperia	1.00	1.00	4.00	4.44	4.44
AP	8.00	1	0.15	0.17	1.33
Total de kVA calculados					21.8 kVA
Trafo propuesto					25 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					87.11%

### Selección de centro de transformación T28

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	40.00	0.48	0.75	0.83	16.00
		1.00	4.00	4.44	0.00
AP	8.00	1	0.15	0.17	1.33
Total de kVA calculados					17.3 kVA
Trafo propuesto					25 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					69.33%

### Selección de centro de transformación T29

Tipificación	Numero de	Coef. Simul	kW máximo	kVA máximo por Cliente (cos phi =	kVA Total
Usuarios estándar	67.00	0.48	0.75	0.83	26.80
		1.00	4.00	4.44	0.00
AP	10.00	1	0.15	0.17	1.67
Total de kVA calculados					28.5 kVA
Trafo propuesto					37.5 kVA
Régimen de cargabilidad de trabajo proyectado					75.91%

## Anexo 14.2: Imagen de Pantalla de Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma ENEL 98

### Transformados 1

#### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

##### Datos

Tipo de red:	Rural
Nivel de potencia:	Especial
cos fi:	0,90
Nº tramos:	13
700 W	
C. de T. máx. total:	5,0%
C. de T. máx. en línea:	4,2%
C. de T. máx. en acom.	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)	Ok!
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	47	1,5	15,96	52,25	23,94	0,04	0,04	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	24	46	3,52	31,17	437,32	1,54	1,58	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	29	4,48	14,67	129,32	0,46	2,03	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	5	20	2,80	3,17	56,00	0,20	2,23	Ok!
3	6	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	12	40	5,74	18,73	229,60	0,81	2,38	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	11	18	5,32	17,42	95,76	0,34	2,72	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	40	4,48	14,67	173,20	0,63	3,35	Ok!
2	9	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	23	50	3,24	30,25	462,00	1,62	1,66	Ok!
9	10	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	11	31	5,32	17,42	164,32	0,58	2,24	Ok!
10	11	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	10	29	4,30	16,04	142,10	0,50	2,74	Ok!
11	12	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	7	26	3,64	11,32	94,64	0,33	3,07	Ok!
9	13	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	13	16	6,16	20,17	98,56	0,35	2,01	Ok!
13	14	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	7	50	3,64	11,32	182,00	0,64	2,65	Ok!

### Transformador T2

#### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

##### Datos

Tipo de red:	Rural
Nivel de potencia:	Especial
cos fi:	0,90
Nº tramos:	2
700 W	
C. de T. máx. total:	5,0%
C. de T. máx. en línea:	4,2%
C. de T. máx. en acom.	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)	Ok!
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	13	1,5	6,16	20,17	9,24	0,01	0,01	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	8	56	4,06	13,29	227,36	0,80	0,81	Ok!

## Transformador T3

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5,0%
cos fi:	0,90	700 W	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	5		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	23	15	9,24	30,25	13,86	0,03	--	0,03	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	15	54	7,00	22,92	378,00	1,33	--	1,36	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	7	21	3,64	11,92	76,44	0,27	--	1,63	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	2	30	1,26	4,12	37,80	0,13	--	1,76	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	2	11	1,26	4,12	13,86	0,05	--	0,08	Ok!

## Transformador T4

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5,0%
cos fi:	0,90	700 W	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	14		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	72	15	22,96	75,16	34,44	0,05	--	0,05	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	32	20	11,76	38,50	235,20	0,53	--	0,58	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	3	34	1,82	5,96	61,88	0,14	--	0,72	Ok!
3	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	26	15	10,08	33,00	151,20	0,34	--	0,93	Ok!
5	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	19	47	8,12	26,58	381,64	0,86	--	1,79	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	56	4,48	14,67	250,88	0,57	--	2,36	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	2	18	1,26	4,12	22,68	0,05	--	2,41	Ok!
2	9	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	38	32	13,44	44,00	430,08	0,97	--	1,03	Ok!
9	10	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	17	18	7,56	24,75	136,08	0,31	--	1,33	Ok!
10	11	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	10	46	4,90	16,04	225,40	0,51	--	1,84	Ok!
9	12	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	18	30	7,84	25,67	235,20	0,53	--	1,56	Ok!
12	13	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	15	34	7,00	22,92	238,00	0,54	--	2,10	Ok!
13	14	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	10	25	4,90	16,04	122,50	0,28	--	2,38	Ok!
14	15	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	4	27	2,38	7,79	64,26	0,15	--	2,52	Ok!



## Anexo 14.3: Imagen de Pantalla Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma Proyecto tipo

### Transformados 1

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total:	5,0%	
cos fi:	0,90	1000 W	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	13		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	47	1,5	22,80	74,64	34,20	0,05	--	0,05	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	24	46	13,60	44,52	625,60	1,42	--	1,47	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	29	6,40	20,95	185,60	0,42	--	1,89	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	5	20	4,00	13,09	80,00	0,18	--	2,07	Ok!
3	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	12	40	8,20	26,84	328,00	0,74	--	2,21	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	11	18	7,60	24,88	136,80	0,31	--	2,52	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	40	6,40	20,95	256,00	0,58	--	3,10	Ok!
2	9	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	23	50	13,20	43,21	660,00	1,50	--	1,55	Ok!
9	10	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	11	31	7,60	24,88	235,60	0,53	--	2,08	Ok!
10	11	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	10	29	7,00	22,92	203,00	0,46	--	2,54	Ok!
11	12	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	7	26	5,20	17,02	135,20	0,31	--	2,85	Ok!
9	13	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	13	16	8,80	28,81	140,80	0,32	--	1,87	Ok!
13	14	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	7	50	5,20	17,02	260,00	0,59	--	2,45	Ok!

### Transformador T2

#### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

##### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total:	5,0%	
cos fi:	0,90	1000 W	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	2		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (kW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (kW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	13	1,5	8,80	28,81	13,20	0,02	--	0,02	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	8	56	5,80	18,99	324,80	0,74	--	1,16	Ok!
									</					

## Transformador T9

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:		Rural		
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total:	5,0%	
cos fi:	0,90	1000 w	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	7		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	36	1,5	18,40	60,24	27,60	0,04	--	0,04	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	12	22	8,20	26,84	180,40	0,41	--	0,45	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	7	23	5,20	17,02	119,60	0,27	--	0,72	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	3	30	2,60	8,51	78,00	0,18	--	0,90	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	8	32	5,80	18,39	185,60	0,42	--	0,46	Ok!
2	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	23	6,40	20,35	147,20	0,33	--	0,37	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	7	16	5,20	17,02	83,20	0,19	--	0,56	Ok!

## Transformador T10

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:		Rural		
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total:	5,0%	
cos fi:	0,90	1000 w	C. de T. máx. en línea:	4,2%
Nº tramos:	10		C. de T. máx. en acom.:	0,8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	77	1,5	34,80	113,92	52,20	0,08	--	0,08	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	35	23	18,00	58,33	414,00	0,34	--	1,02	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	11	54	7,60	24,88	410,40	0,33	--	1,35	Ok!
3	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	10	51	7,00	22,32	357,00	0,81	--	1,82	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	49	22	23,60	77,26	519,20	1,18	--	1,25	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	7	35	5,20	17,02	182,00	0,41	--	1,67	Ok!
6	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	25	47	14,00	45,83	658,00	0,38	--	2,24	Ok!
8	9	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	19	16	11,60	37,37	185,60	0,42	--	2,66	Ok!
9	10	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	16	29	10,40	34,05	301,60	0,68	--	3,34	Ok!
10	11	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	10	26	7,00	22,32	182,00	0,41	--	3,75	Ok!

## Anexo 14.4: Imagen de Pantalla Caída de Tensión Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES

### Transformador T1- 33 Suministros

#### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

##### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5.0%
cos fi:	0.90	750 w	C. de T. máx. en línea:	4.2%
Nº tramos:	5		C. de T. máx. en acom.:	0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	33	15	12.90	42.23	19.35	0.04	--	0.04	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	49	4.80	15.71	235.20	0.83	--	0.87	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	4	50	2.55	8.35	127.50	0.45	--	1.32	Ok!
2	5	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	18	51	8.40	27.50	428.40	1.51	--	1.55	Ok!
5	6	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	40	4.80	15.71	192.00	0.67	--	2.22	Ok!

### Transformador T2-17 suministros

##### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5.0%
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en línea:	4.2%
Nº tramos:	3		C. de T. máx. en acom.:	0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	17	15	8.10	26.52	12.15	0.03	--	0.03	OK!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	50	4.80	15.71	240.00	0.84	--	0.87	OK!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	4	51	2.55	8.35	130.05	0.46	--	1.33	OK!

## Transformador T3– 64 Suministros

**Datos**

Tipo de red: Rural

Nivel de potencia: Especial

cos fi: 0.90

750 W

Nº tramos: 6

C. de T. máx. total: 5.0%

C. de T. máx. en línea: 4.2%

C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	64	1.5	22.20	72.67	33.30	0.05	--	0.05	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	28	50	11.40	37.32	570.00	1.29	--	1.34	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	19	60	8.70	28.48	522.00	1.18	--	2.52	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	8	49	4.35	14.24	213.15	0.48	--	3.01	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	28	52	11.40	37.32	592.80	1.34	--	1.39	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	19	47	8.70	28.48	408.90	0.93	--	2.32	Ok!

## Transformador T4– 25 Suministros

**Datos**

Tipo de red: Rural

Nivel de potencia: Especial

cos fi: 0.90

750 W

Nº tramos: 3

C. de T. máx. total: 5.0%

C. de T. máx. en línea: 4.2%

C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	25	1.5	10.50	34.37	15.75	0.04	--	0.04	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	14	52	7.05	23.08	366.60	1.29	--	1.32	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	7	40	3.90	12.77	156.00	0.55	--	1.87	Ok!

## Transformador T5– 63 Suministro

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

**Datos**

Tipo de red: Rural

Nivel de potencia: Especial

cos fi: 0.90

750 W

Nº tramos: 7

C. de T. máx. total: 5.0%

C. de T. máx. en línea: 4.2%

C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	63	1.5	21.90	71.69	32.85	0.05	--	0.05	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	27	41	11.10	36.34	455.10	1.03	--	1.08	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	18	38	8.40	27.50	319.20	0.72	--	1.80	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	41	4.80	15.71	196.80	0.45	--	2.25	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	29	51	11.70	38.30	596.70	1.35	--	1.40	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	20	50	9.00	29.46	450.00	1.02	--	2.42	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	11	46	5.70	18.66	262.20	0.59	--	3.01	Ok!

## Transformador T6 – 22 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural		
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total: 5.0%	
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en líneas: 4.2%
Nº tramos:	3	C. de T. máx. en acom.: 0.8%	

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	22	15	9.60	31.43	14.40	0.03	--	0.03	OK!
2	3	Línea	2F	240/H20	Tríp. #2	15	39	7.50	24.55	292.50	1.03	--	1.06	OK!
3	4	Línea	2F	240/H20	Tríp. #2	8	51	4.35	14.24	221.85	0.78	--	1.84	OK!

## Transformador T7 – 56 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural		
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total: 5.0%	
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en línea: 4.2%
Nº tramos:	6	C. de T. máx. en acom.: 0.8%	

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/H20	Tríp. 3/0	56	15	19.80	64.82	29.70	0.04	--	0.04	OK!
2	3	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	18	40	8.40	27.50	336.00	0.76	--	0.81	OK!
3	4	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	9	38	4.80	15.71	182.40	0.41	--	1.22	OK!
2	5	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	30	51	12.00	39.28	612.00	1.39	--	1.43	OK!
5	6	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	21	54	9.30	30.44	502.20	1.14	--	2.57	OK!
6	7	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	12	49	6.15	20.13	301.35	0.68	--	3.25	OK!

## Transformador T8 – 31 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5.0%
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en línea:	4.2%
Nº tramos:	3		C. de T. máx. en acom.:	0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas  
La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida  
La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/H20	Tríp. 1/0	31	15	12.30	40.27	18.45	0.04	--	0.04	OK!
2	3	Línea	2F	240/H20	Tríp. #2	17	50	8.10	26.52	405.00	1.42	--	1.47	OK!
3	4	Línea	2F	240/H20	Tríp. #2	9	50	4.80	15.71	240.00	0.84	--	2.31	OK!

## Transformador T9 – 72 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural		
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total: 5.0%
cos fi:	0.90	750 w	C. de T. máx. en línea: 4.2%
Nº tramos:	7		C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	72	1.5	24.60	80.53	36.30	0.06	--	0.06	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	27	4.9	11.10	36.34	543.90	1.23	--	1.23	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	18	35	8.40	27.50	294.00	0.67	--	1.95	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	3	47	4.80	15.71	225.60	0.51	--	2.46	Ok!
2	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	36	44	13.80	45.18	607.20	1.38	--	1.43	Ok!
6	7	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	27	47	11.10	36.34	521.70	1.18	--	2.61	Ok!
7	8	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	18	4.9	8.40	27.50	411.60	0.93	--	3.54	Ok!

## Transformador T10 – 22 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5.0%
cos fi:	0.90	750 w'	C. de T. máx. en línea:	4.2%
Nº tramos:	3		C. de T. máx. en acom.:	0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	22	1.5	9.60	31.43	14.40	0.03	--	0.03	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	16	40	7.80	25.53	312.00	1.10	--	1.13	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	8	42	4.35	14.24	182.70	0.64	--	1.77	Ok!

## Transformador T11 – 41 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural		
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total: 5.0%
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en línea: 4.2%
Nº tramos:	4		C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla



Las secciones de los conductores son correctas

La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida

La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (K'w)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (K'w x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	41	1.5	15.30	50.09	22.95	0.03	--	0.03	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	48	4.80	15.71	230.40	0.81	--	0.84	Ok!
2	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	18	52	8.40	27.50	436.80	1.54	--	1.57	Ok!
4	5	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	42	4.80	15.71	201.60	0.71	--	2.28	Ok!

## Transformador T20 – 25 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial		C. de T. máx. total:	5.0%
cos fi:	0.90	500 W	C. de T. máx. en línea:	4.2%
Nº tramos:	3		C. de T. máx. en acom.:	0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo	Potencia tramo (Kw)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (Kw x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final(%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	25	15	7.00	22.92	10.50	0.02	--	0.02	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	8	49	2.90	9.49	142.10	0.50	--	0.52	Ok!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	4	42	1.70	5.57	71.40	0.25	--	0.77	Ok!

## Transformador T22 – 62 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural			
Nivel de potencia:	Especial			C. de T. máx. total: 5.0%
cos fi:	0.90	500 W		C. de T. máx. en línea: 4.2%
Nº tramos:	5			C. de T. máx. en acom.: 0.8%

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)		C. de T. nudo final (%)	
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 3/0	62	15	14.40	47.14	21.60	0.03	--	0.03	OK!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	34	43	8.80	28.81	378.40	0.86	--	0.89	OK!
3	4	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	18	26	5.60	18.33	145.60	0.33	--	1.22	OK!
2	5	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	26	50	7.20	23.57	360.00	0.82	--	0.85	OK!
5	6	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	9	25	3.20	10.48	80.00	0.18	--	1.03	OK!

## Transformador T27 – 41 Suministros

### Programa de Cálculo de Redes de Baja Tensión

#### Datos

Tipo de red:	Rural		
Nivel de potencia:	Especial	C. de T. máx. total: 5.0%	
cos fi:	0.90	750 W	C. de T. máx. en línea: 4.2%
Nº tramos:	3	C. de T. máx. en acom.: 0.8%	

Calcular Tabla

Borrar Datos Tabla

	Las secciones de los conductores son correctas
	La c.d.t. en el cond. de línea o en el cond. de acom. es superior a la permitida
	La c.d.t. tanto en el cond. de línea como en el cond. de acom. es superior a la permitida

Nudo inicial	Nudo final	Línea o acometida	Tipo	Tensión (V)	Tipo conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (KW)	Intensidad tramo (A)	Momento (P x L) (KW x m)	C. de T. tramo (%)	C. de T. nudo final (%)		
1	2	Línea	2F	240/120	Tríp. 1/0	41	15	15.30	50.09	22.95	0.05	--	0.05	Ok!
2	3	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	18	44	8.40	27.50	369.60	1.30	--	1.35	Ok!
2	4	Línea	2F	240/120	Tríp. #2	9	39	4.80	15.71	187.20	0.66	--	0.71	Ok!

# Anexo 15.2.1: Imagen de Pantalla de Cálculo Mecánicos de Bo. José Antonio Mendoza Norma PRES

# Cálculos Mecánicos Jose Antonio Mendoza

Cantón	1	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	1/0	1	0.478	53.02	345.83
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	53.02	345.83
RedBT		AWG				200	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P2	AC	12	300	10.3	0°	60	0.1	1.73		14.34	14.34	0.00	26.92	345.83	345.83	0.00	649.12
P1	AL	12	300	10.3	0°	43	0.1	1.73		0.00	0.00	51.09	52.62	-	-	-	-
P37	AL	12	300	10.3	0°	60	0.1	1.73		0.00	0.00	51.09	52.62	-	-	-	-
P48	AL	12	300	10.3	0°	37	0.1	1.73		0.00	0.00	48.11	49.56	-	-	-	-
P201	FL	12	300	10.3	0°		0.1	1.73		8.84	8.84	0.00	16.60	345.83	345.83	0.00	649.12

Retencion Vertical

Retencion Vertical

Cantón	2	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	1/0	2	0.478	20.00	57.19
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	20.00	57.19
RedBT		AWG				20	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P2	AC	12	300	10.3	0°	20	0.1	1.73		9.56	4.78	0.00	13.85	114.39	57.19	0.00	165.69
P3	AC	12	300	10.3	0°		0.1	1.73		9.56	4.78	0.00	13.85	114.39	57.19	0.00	165.69

Cantón	3	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	1/0	2	0.478	25.00	67.89
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	25.00	67.89
RedBT		AWG				25	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P3	AC	12	300	10.3	0°	25	0.1	1.73		11.95	5.98	0.00	17.31	135.78	67.89	0.00	196.68
P4	AC	12	300	10.3	0°		0.3	1.83		11.95	5.98	0.00	17.01	135.78	67.89	0.00	193.29

Cantón	4	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	#2	1	0.379	64.00	261.48
Neutra		ACSR	#2	1	0.379	64.00	261.48
RedBT		AWG				64	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P4	AC	12	300	10.3	0°	64	0.1	1.73		12.13	12.13	0.00	22.76	261.48	261.48	0.00	490.79
P5	AC	12	500	10.3	0°		0.1	1.73		12.13	12.13	0.00	22.76	261.48	261.48	0.00	490.79

Cantón	5	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	#2	1	0.379	15.00	30.11
Neutra		ACSR	#2	1	0.379	15.00	30.11
RedBT		AWG				15	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P5	AC	12	500	10.3	0°	15	0.1	1.73		2.84	2.84	0.00	5.34	30.11	30.11	0.00	56.52
P6	AC	12	300	10.3	0°		0.1	1.73		2.84	2.84	0.00	5.34	30.11	30.11	0.00	56.52

Cantón	6	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmáx
RedMT		ACSR	#2	2	0.379	49.25	235.02
Neutra		ACSR				235.02	
RedBT		AWG				342	

Punta	Tipo	Cata Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Angulo Red	Vana part	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje			
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
							(m)	(m)	(m)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv
P6	AC	12	300	10.3	0°	40	1.73			15.16	0.00	0.00	12.99	470.04	0.00	0.00	402.32
P7	AL	12	300	10.3	0°	51	1.73			34.49	0.00	0.00	29.56	-	-	-	-
P8	AL	12	300	10.3	0°	49	1.73			37.90	0.00	0.00	32.48	-	-	-	-
P9	AL	12	300	10.3	0°	50	1.73			37.52	0.00	0.00	32.16	-	-	-	-
P10	AL	12	300	10.3	0°	51	1.73			38.28	0.00	0.00	32.81	-	-	-	-
P11	AL	12	300	10.3	0°	51	1.73			38.66	0.00	0.00	33.13	-	-	-	-
P12	AL	12	300	10.3	0°	50	1.73			38.28	0.00	0.00	32.81	-	-	-	-
P13	FL	12	300	10.3	0°		1.73			18.95	0.00	0.00	16.24	470.04	0.00	0.00	402.32

Retener BT

Retener BT



78

Cantón 35		Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																
RodMT		ACSR	1/0	1	0.478	32.00	81.62																
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	32.00	81.62																
RodBT		AWG				32																	
Punta	Tipo	Cota Apaya (m)	Erf. Nominal (daN)	Altura libre (m)	Anchura Red (°)	Vano part (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje									
							Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total						
							(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv						
P60	AC	12	300	10.3	0°	32	0.3	1.82			7.65	7.65	0.00	14.13	81.62	81.62	0.00	150.74					
P61	AC	12	300	10.3	0°		0.1	1.73			7.65	7.65	0.00	14.36	81.62	81.62	0.00	153.19					
Cantón 36		Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																
RodMT		ACSR	#2	1	0.379	17.00	33.18																
Neutra		ACSR	#2	1	0.379	17.00	33.18																
RodBT		AWG				17																	
Punta	Tipo	Cota Apaya (m)	Erf. Nominal (daN)	Altura libre (m)	Anchura Red (°)	Vano part (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje									
							Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total						
							(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv						
P61	AC	12	300	10.3	0°	17	0.1	1.73			3.22	3.22	0.00	6.05	33.18	33.18	0.00	62.28					
P62	AC	12	300	10.3	0°		0.1	1.73			3.22	3.22	0.00	6.05	33.18	33.18	0.00	62.28					
Cantón 37		Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																
RodMT		ACSR	#2	2	0.379	44.29	225.71																
Neutra		ACSR				51.074																	
RodBT		AWG				262																	
Punta	Tipo	Cota Apaya (m)	Erf. Nominal (daN)	Altura libre (m)	Anchura Red (°)	Vano part (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje									
							Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total						
							(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv	(daN)	(daN)	(daN)	Equiv						
P62	AC	12	300	10.3	0°	42	1.73				15.92	0.00	0.00	13.64	451.42	0.00	0.00	386.87	Retencion Longitudinal Doble				
P63	AL	12	300	10.3	1°	52	1.73				43.50	0.00	0.00	37.28	-	-	-	-					
P64	AL	12	300	10.3	2°	46	1.73				52.89	0.00	0.00	45.23	-	-	-	-					
P65	AL	12	300	10.3	1°	41	1.73				40.85	0.00	0.00	35.01	-	-	-	-					
P66	AL	12	300	10.3	3°	41	1.73				54.70	0.00	0.00	46.88	-	-	-	-					
P67	AL	12	300	10.3	5°	40	1.73				70.04	0.00	0.00	60.02	-	-	-	-					
P68	FL	12	300	10.3	0°		1.73				15.16	0.00	0.00	12.99	451.42	0.00	0.00	386.87	Retencion Longitudinal Doble				

Retención Longitudinal Doble

Retención Longitudinal Doble

Cálculos Mecánicos Red Trifásica PE																									
Cantón	109	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																		
RodMT		ACSR	1/0	3	0.478	30.00	77.82																		
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	27.00	77.82																		
RodBT		AWG				30																			
Punta	Tipo	Cota Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Ángulo Red	Vano part	Altura de Aplicación de Red	Esfuerzo Transversal por Rod				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje													
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
P4	AC	12	200	10.3	0°	20	0.1	1.73		21.51	7.17	0.00	28.08	233.47	77.82	0.00	304.84								
P205	AC	12	200	10.3	0°		0.1	1.73		21.51	7.17	0.00	28.08	233.47	77.82	0.00	304.84								
Cantón	110	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																		
RodMT		ACSR	1/0	3	0.478	16.00	47.97																		
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	40.96	47.97																		
RodBT		AWG				16																			
Punta	Tipo	Cota Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Ángulo Red	Vano part	Altura de Aplicación de Red	Esfuerzo Transversal por Rod				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje													
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
P205	AC	12	200	10.3	0°	16	0.1	1.73		11.47	3.82	0.00	14.98	143.92	47.97	0.00	187.91								
PE4.13	AC	12	200	10.3	0°		0.1	1.73		11.47	3.82	0.00	14.98	143.92	47.97	0.00	187.91								
Cantón	111	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																		
RodMT		ACSR	1/0	3	0.478	18.00	52.66																		
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	53.02	52.66																		
RodBT		AWG				18																			
Punta	Tipo	Cota Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Ángulo Red	Vano part	Altura de Aplicación de Red	Esfuerzo Transversal por Rod				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje													
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
PE4.13	AC	12	200	10.3	0°	18	0.1	1.73		12.91	4.30	0.00	16.35	157.99	52.66	0.00	206.29								
P206	AC	10.5	200	8.95	0°		0.1	1.73		12.91	4.30	0.00	16.30	157.99	52.66	0.00	205.61								
Cantón	112	Tipo	Calibre	Hilar	Puente	VIR	Tmód																		
RodMT		ACSR	1/0	3	0.478	59.64	361.98																		
Neutra		ACSR	1/0	1	0.478	61.815	361.98																		
RodBT		AWG				173																			
Punta	Tipo	Cota Apaya	Erf. Nominal	Altura libre	Ángulo Red	Vano part	Altura de Aplicación de Red	Esfuerzo Transversal por Rod				Esfuerzo Longitudinal en Anclaje													
		(m)	(daN)	(m)	(°)	(m)	Fase	Neutra	Triplex	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total	Fase	Neutra	Triplex	Total
P206	AC	10.5	500	8.95	0°	64	0.1	1.73		45.89	15.30	0.00	59.72	1085.95	361.98	0.00	1413.20								
P208	AL	10.5	300	8.95	0°	64	0.1	1.73		91.78	0.00	81.60	178.33	-	-	-	-								
P209	AC	10.5	500	8.95	0°		0.1	1.73		45.89	15.30	0.00	59.72	1085.95	361.98	0.00	1413.20								

## Anexo 15.2.2: Imagen de Pantalla de Tabla de vanos de Regulación Bo José Antonio Mendoza Norma PRES

Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)								
Tabla de Vanos de Regulación								
Cantón N°	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud cantón (m)	Vano de Regulación (m)	Tense de Flecha máxima (daN) (1)	Tense de Flecha mínima (daN) (2)	Parámetro de Flecha máxima (mm) (1)	Parámetro de Flecha mínima (mm) (2)
1	P2	P201	200	53	345.83	116.53	0.53	0.64
2	P2	P3	20	20	264.26	57.19	0.10	0.19
3	P3	P4	25	25	276.45	67.89	0.15	0.24
4	P4	P5	64	64	261.48	85.24	0.79	0.81
5	P5	P6	15	15	169.88	30.11	0.07	0.13
6	P6	P13	342	49	235.02	71.52	0.51	0.56
7	P6	P10	241	48	256.11	83.97	1.25	1.20
8	P10	P11	51	51	238.68	73.47	0.55	0.59
9	P11	P13	101	50	259.37	85.11	1.34	1.29
10	P2	P16	30	30	198.57	50.74	0.23	0.30
11	P16	P24	392	51	238.68	73.47	0.55	0.59
12	P16	P21	300	50	354.72	141.82	1.43	1.45
13	P21	P22	42	42	245.22	80.04	1.00	0.97
14	P22	P24	92	47	254.42	83.37	1.20	1.16
15	P1	P26	26	26	190.67	45.71	0.18	0.25
16	P26	P35	406	46	229.46	68.53	0.46	0.52
17	P26	P32	316	46	346.13	137.58	1.19	1.21
18	P32	P33	49	49	235.02	71.52	0.51	0.56
19	P33	P35	90	46	252.68	82.75	1.16	1.12
20	P37	P38	20	20	179.01	37.57	0.11	0.18
21	P38	P46	372	48	233.18	70.53	0.50	0.55
22	P38	P43	272	47	347.96	138.50	1.24	1.26
23	P43	P44	40	40	218.10	62.24	0.37	0.43
24	P44	P46	100	50	259.37	85.11	1.34	1.29
25	P48	P49	25	25	188.70	44.41	0.17	0.24
26	P49	P58	394	44	225.71	66.47	0.43	0.49
27	P49	P55	312	45	344.24	136.64	1.15	1.17
28	P55	P56	41	41	220.02	63.32	0.38	0.44
29	P56	P58	82	41	243.23	79.30	0.96	0.93
30	P201	P202	26	26	278.94	69.93	0.16	0.26
31	P202	P203	22	22	269.06	61.57	0.12	0.21
32	P203	P204	68	68	379.68	137.30	0.80	0.89
33	P59	P204	22	22	269.06	61.57	0.12	0.21
34	P59	P60	23	23	271.50	63.71	0.13	0.22
35	P60	P61	32	32	294.10	81.62	0.23	0.33
36	P61	P62	17	17	173.43	33.18	0.08	0.15

**Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)**
**Tabla de Vanos de Regulación**

Cantón N°	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud cantón (m)	Vano de Regulación (m)	Tense de Flecha máxima (daN) (1)	Tense de Flecha mínima (daN) (2)	Parámetro de Flecha máxima (mm) (1)	Parámetro de Flecha mínima (mm) (2)
93	P166	P169	25	25	288.72	106.89	0.42	0.46
94	P169	P170	50	50	236.85	72.50	0.53	0.58
94	P169	P170	50	50	353.11	141.03	1.38	1.40
95	P170	P171	28	28	194.61	48.26	0.20	0.27
95	P170	P171	28	28	299.75	113.08	0.51	0.55
96	PE1	P174	23	23	184.78	41.74	0.14	0.21
97	P174	P185	250	42	221.92	64.38	0.40	0.46
98	P174	P176	135	45	250.89	82.11	1.12	1.08
99	P176	P178	45	45	227.59	67.51	0.45	0.50
100	P178	P180	32	32	202.51	53.16	0.25	0.32
101	P180	P185	128	43	340.26	134.63	1.06	1.08
102	P177	P186	33	33	204.48	54.34	0.27	0.34
103	P186	P187	32	32	202.51	53.16	0.25	0.32
104	P187	P188	36	36	210.36	57.81	0.31	0.38
104	P187	P188	36	36	232.37	75.16	0.77	0.76
105	P191	P194	137	46	229.46	68.53	0.46	0.52
105	P191	P194	137	46	346.13	137.58	1.19	1.21
106	P194	P195	25	25	188.70	44.41	0.17	0.24
106	P194	P195	25	25	288.72	106.89	0.42	0.46
107	P195	P196	30	30	198.57	50.74	0.23	0.30
107	P195	P196	30	30	306.47	116.78	0.57	0.61
108	P197	P199	128	43	223.82	65.44	0.42	0.47
108	P197	P199	128	43	340.26	134.63	1.06	1.08
109	P4	P205	30	30	289.03	77.82	0.20	0.31
110	P205	PE4.13	16	16	255.15	47.97	0.07	0.14
111	PE4.13	P206	18	18	259.61	52.66	0.08	0.16
112	P206	P209	173	59	359.72	125.19	0.63	0.74
113	P209	P210	15	15	253.01	45.56	0.06	0.13
114	P210	P211	28	28	283.97	73.93	0.18	0.28
115	P211	P212	30	30	289.03	77.82	0.20	0.31
116	P212	P214	135	48	333.92	108.92	0.45	0.56
117	P214	P215	21	21	266.65	59.40	0.11	0.20
118	P215	P216	10	10	243.55	32.67	0.03	0.08
119	P216	P219	126	42	319.24	99.25	0.36	0.47
120	P219	P220	44	44	324.18	102.54	0.39	0.50

Notas:

(1) Se comparan las Hipótesis a 75°C y a 20°C más sobrecarga del viento (120 km/h)

(2) Se consideran los parámetros de la hipótesis a 5°C

### Anexo 15.2.3: Imagen de Pantalla Tabla de características de apoyos Bo Jose Antonio Mendoza Norma PRES

Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)								
Características de de Apoyo								
Apoy o N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P1	AL	0°	12	10.3	60	43	52.62	84.43
P2	AC	0°	12	10.3	60	20	26.92	649.12
P3	AC	0°	12	10.3	20	25	17.31	196.68
P4	AC	0°	12	10.3	64	30	22.76	490.79
P5	AC	0°	12	10.3		15	28.10	490.79
P6	AC	0°	12	10.3		40	38.56	402.82
P7	AL	3°	12	10.3	40	51	89.33	0.00
P8	AL	0°	12	10.3	51	49	83.07	0.00
P9	AL	0°	12	10.3	49	50	82.24	0.00
P10	AL	0°	12	10.3	50	51	67.96	262.92
P11	AL	0°	12	10.3	51	51	68.79	266.15
P12	AL	0°	12	10.3	51	50	83.90	0.00
P13	FL	0°	12	10.3			41.54	402.82
P16	AC	0°	12	10.3		47	45.83	405.96
P17	AL	0°	12	10.3	47	52	96.53	0.00
P18	AL	0°	12	10.3	52	50	99.46	0.00
P19	AL	0°	12	10.3	50	60	107.26	0.00
P20	AL	0°	12	10.3	60	49	106.28	0.00
P21	AL	0°	12	10.3	49	42	69.60	361.81
P22	AL	0°	12	10.3	42	40	54.99	259.51
P23	AL	0°	12	10.3	40	52	76.43	0.00
P24	FL	0°	12	10.3			43.20	405.96
P26	AC	0°	12	10.3		46	54.10	393.30
P27	AL	0°	12	10.3	46	50	93.61	0.00
P28	AL	0°	12	10.3	50	51	98.48	0.00
P29	AL	0°	12	10.3	51	41	89.70	0.00
P30	AL	0°	12	10.3	41	38	77.03	0.00
P31	AL	0°	12	10.3	38	41	77.03	0.00
P32	FL	0°	12	10.3	41	49	65.05	353.06
P33	AC	0°	12	10.3			67.75	239.72
P34	AL	0°	12	10.3	51	39	69.76	0.00
P35	FL	0°	12	10.3			32.40	393.30
P37	AC	0°	12	10.3	43	60	59.62	69.40
P38	AC	0°	12	10.3		49	758.78	399.66

### Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)

#### Características de de Apoyo

Apoy o N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P38	AC	0°	12	10.3		49	758.78	399.66
P39	AL	0°	12	10.3	49	54	100.43	0.00
P40	AL	0°	12	10.3	54	51	102.38	0.00
P41	AL	0°	12	10.3	51	40	88.73	0.00
P42	AL	0°	12	10.3	40	38	76.05	0.00
P43	AL	0°	12	10.3	38	40	57.27	354.92
P44	AC	0°	12	10.3	40	50	62.26	264.56
P45	AL	0°	12	10.3	50	50	83.07	0.00
P46	FL	0°	12	10.3			41.54	399.66
P48	AC	0°	12	10.3	60	37	58.45	83.35
P49	AC	0°	12	10.3		49	56.67	386.87
P50	AL	0°	12	10.3	49	47	93.60	0.00
P51	AL	0°	12	10.3	47	44	88.73	0.00
P52	AL	0°	12	10.3	44	49	90.68	0.00
P53	AL	0°	12	10.3	49	35	81.90	0.00
P54	AL	0°	12	10.3	35	47	79.95	0.00
P55	FL	0°	12	10.3	47	41	67.06	351.12
P56	AC	0°	12	10.3	47	42	56.13	248.09
P57	AL	0°	12	10.3	42	40	68.12	0.00
P58	FL	0°	12	10.3			33.23	386.87
P59	AC	0°	12	10.3		23	20.19	119.59
P60	AC	0°	12	10.3		20	47.71	585.19
P61	AC	0°	12	10.3			20.41	153.19
P62	AC	0°	12	10.3		42	40.94	386.87
P63	AL	1°	12	10.3	42	52	89.36	0.00
P64	AL	2°	12	10.3	52	48	103.96	0.00
P65	AC	1°	12	10.3		41	66.20	259.51
P66	AC	3°	12	10.3	41	41	75.54	248.09
P67	AL	5°	12	10.3	41	40	122.57	0.00
P68	FL	0°	12	10.3			33.23	386.87
P71	AC	0°	12	10.3		40	40.34	390.09
P72	AG	4°	12	10.3	40	51	114.72	0.00
P73	AG	8°	12	10.3		38	163.47	0.00
P74	AC	8°	12	10.3			112.80	254.03

Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)								
Características de de Apoyo								
Apoy o N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P74	AC	8°	12	10.3			112.80	254.03
P75	AC	4°	12	10.3	52	43	89.86	250.13
P76	AL	0°	12	10.3	43	40	68.95	0.00
P77	FL	0°	12	10.3			33.23	390.09
P79	AC	0°	12	10.3	27	36	43.81	88.22
P80	AC	0°	12	10.3		40	42.83	383.63
P81	AG	3°	12	10.3	40	49	107.38	0.00
P82	AG	1°	12	10.3	49	43	87.59	0.00
P83	AC	0°	12	10.3	43	44	58.51	255.91
P84	AC	4°	12	10.3	44	41	83.60	248.09
P85	AG	8°	12	10.3	41	40	120.70	0.00
P86	FL	0°	12	10.3			33.23	383.63
P88	AC	0°	12	10.3	34	22	35.19	75.78
P89	AC	0°	12	10.3		41	41.89	396.49
P90	AL	3°	12	10.3	41	50	109.81	0.00
P91	FL	0°	12	10.3	50	44	64.33	257.73
P92	AC	0°	12	10.3	44	53	65.52	269.22
P93	FL	0°	12	10.3			42.73	396.49
P94	AC	0°	12	10.3	40	34	40.31	70.53
P95	AC	0°	12	10.3		52	50.31	396.49
P96	AL	0°	12	10.3	52	46	81.41	0.00
P100	AC	10°	12	10.3		46	130.95	262.92
P101	AC	4°	12	10.3	46	42	86.36	257.73
P102	AL	6°	12	10.3	42	49	143.89	0.00
P103	FL	0°	12	10.3			40.71	396.49
P105	AL	0°	12	10.3	47	40	39.03	0.00
P106	AC	0°	12	10.3		47	30.33	585.19
P107	AC	0°	12	10.3		41	49.23	719.82
P108	AC	0°	12	10.3		24	63.38	719.82
P109	AC	0°	12	10.3	30	20	148.03	180.58
P110	AC	0°	12	10.3		30	51.68	639.32
P111	AC	0°	12	10.3		38	59.48	702.82
P112	FL	0°	12	10.3			37.05	702.82
P113	AL	0°	12	10.3	20	20	39.00	0.00



### Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)

#### Características de de Apoyo

Apoyo N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P113	AL	0°	12	10.3	20	20	39.00	0.00
P114	AC	0°	12	10.3	20	24	139.38	177.62
P115	AC	0°	12	10.3		33	52.66	672.48
P116	FL	0°	12	10.3			32.18	672.48
P118	FL	0°	12	10.3			47.78	639.32
P119	AC	0°	12	10.3		37	51.68	696.96
P120	FL	0°	12	10.3			36.08	696.96
P122	AC	0°	12	10.3		25	47.78	714.25
P124	AL	14°	12	10.3	25	50	246.20	0.00
P127	AL	8°	12	10.3	50	42	188.95	0.00
P128	AL	19°	12	10.3	42	25	299.40	0.00
P131	FL	0°	12	10.3			24.38	714.25
P134	AC	0°	12	10.3		36	24.71	350.48
P135	AC	0°	12	10.3	36	36	121.09	811.39
P136	AC	0°	12	10.3		46	84.08	871.45
P137	AL	8°	12	10.3	46	40	221.57	0.00
P138	AL	12°	12	10.3	40	46	281.58	0.00
P139	AC	0°	12	10.3		31	89.92	871.45
P140	AC	0°	12	10.3			36.20	296.33
P144	AC	0°	12	10.3	36	25	114.09	185.14
P145	AC	0°	12	10.3		41	64.36	719.82
P146	FL	0°	12	10.3			39.98	719.82
P148	FL	0°	12	10.3		20	53.22	811.39
P149	AC	0°	12	10.3		20	42.86	277.74
P151	AC	0°	12	10.3		50	68.25	766.14
P152	FL	0°	12	10.3			48.75	766.14
P153	AC	0°	12	10.3		26	47.85	189.57
P154	AC	0°	12	10.3			17.45	155.78
P161	AC	0°	12	10.3		54	78.00	784.79
P162	AL	0°	12	10.3	54	54	54.64	0.00
P163	AC	0°	12	10.3			75.97	784.79
P164	AC	0°	12	10.3		35	55.97	222.55
P165	AC	0°	12	10.3		35	68.30	222.55
P166	AC	0°	12	10.3			32.65	222.55



### Proyecto de Redes Eficientes y Sostenibles (PRES-Jose Antonio Mendoza)

#### Características de de Apoyo

Apoy o N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P166	AC	0°	12	10.3			32.65	222.55
P166	AC	0°	12	10.3		25	23.32	182.20
P169	AC	0°	12	10.3		50	69.97	785.79
P170	AC	0°	12	10.3		28	72.77	785.79
P171	FL	0°	12	10.3			26.12	195.36
P174	AC	0°	12	10.3		45	45.57	380.37
P175	AL	0°	12	10.3	45	45	74.76	0.00
P176	AC	3°	12	10.3		45	80.77	255.91
P177	AC	0°	12	10.3		33	17.92	155.75
P178	AC	0°	12	10.3		32	126.53	232.14
P180	AC	0°	12	10.3		39	101.44	347.06
P181	AL	0°	12	10.3	39	44	68.95	0.00
P185	FL	0°	12	10.3			42.90	380.37
P186	AC	0°	12	10.3		32	36.54	163.20
P187	AC	0°	12	10.3		36	47.84	628.28
P188	FL	0°	12	10.3			29.22	628.28
P191	AC	0°	12	10.3		45	43.88	746.36
P192	AL	0°	12	10.3	45	43	85.80	0.00
P193	AL	0°	12	10.3	43	49	89.70	0.00
P194	AC	0°	12	10.3		25	71.10	746.36
P195	AC	0°	12	10.3		30	50.89	200.40
P197	AC	0°	12	10.3		39	68.57	808.14
P198	AL	0°	12	10.3	46	43	86.37	0.00
P199	FL	0°	12	10.3		45	45.79	808.14
P201	FL	0°	12	10.3		26	28.38	649.12
P202	AC	0°	14	12.1		22	21.61	132.57
P203	AC	0°	12	10.3		68	40.38	712.66
P204	AC	0°	12	10.3			40.38	712.66
P205	AC	0°	12	10.3		16	43.06	304.84
P206	AC	0°	10.5	8.95		64	76.52	1413.20
P208	AL	0°	10.5	8.95	64	64	178.33	0.00
P209	AC	0°	10.5	8.95		15	73.72	1413.20
P210	AC	0°	12	10.3		28	40.21	289.58
P211	AC	0°	14	12.1		30	54.48	305.82

## Anexo 15.2.4: Imagen de Pantalla de Cálculos de tendido de Bo José

### Antonio Mendoza Norma PRES

Tabla de Cálculos de Tendido Jose Antonio Mendoza

TABLA DE TENDIDO.													
PROYECTO:	JOSE ANTONIO MENDOZA												
HIPOTESIS DE VIENTO (Kn)	100												
CONDUCTOR A INSTALAR	1/0 ACSR												
PESO DEL CONDUCTOR (d)	0.212												
VANO DE REGULACIÓN (m)	53												
Conversiones. 1daN equivale a 0.01KN 1daN equivale a 2.24801													
CANTON No.	1												
APOYO INICIAL No.	P2												
APOYO FINAL No.	P201												
Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón													
Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	60.00	43.00	60.00	37.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	331.33	0.29	0.15	0.29	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-
15	290.34	0.33	0.17	0.33	0.12	-	-	-	-	-	-	-	-
20	252.28	0.38	0.19	0.38	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-
25	218.09	0.44	0.22	0.44	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-
30	188.63	0.51	0.26	0.51	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-
35	164.21	0.58	0.30	0.58	0.22	-	-	-	-	-	-	-	-
40	144.55	0.66	0.34	0.66	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-
45	128.95	0.74	0.38	0.74	0.28	-	-	-	-	-	-	-	-
50	116.53	0.82	0.42	0.82	0.31	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA DE TENDIDO.														
PROYECTO:		JOSE ANTONIO MENDOZA												
HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)		100												
CONDUCTOR A INSTALAR		1/0 ACSR												
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)		0.212												
VANO DE REGULACIÓN (m)		20												
Conversiones. 1daN equivale a 0.01KN 1daN equivale a 2.24801														
CANTON No.		2												
APOYO INICIAL No.		P2	APOYO FINAL No. P3											
Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón														
Número del Vano		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)		20.00				-	-	-	-	-	-	-	-	-
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	331.33	0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	284.25	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	237.94	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	193.09	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	151.19	0.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	114.97	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	87.49	0.12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	69.08	0.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	57.19	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA DE TENDIDO.														
PROYECTO:		JOSE ANTONIO MENDOZA												
HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)		100												
CONDUCTOR A INSTALAR		#2 ACSR												
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)		0.134												
VANO DE REGULACIÓN (m)		64												
Conversiones. 1daN equivale a 0.01KN 1daN equivale a 2.24801														
CANTON No.		4												
APOYO INICIAL No.		P4		APOYO FINAL No.		P5								
Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón														
Número del Vano		Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)		64.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	190.48	0.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	167.86	0.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	147.63	0.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	130.12	0.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	115.39	0.59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	103.26	0.66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	93.34	0.74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	85.24	0.80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**TABLA DE TENDIDO.**
**PROYECTO:** JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	Triplex #2 AWG
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.351
VANO DE REGULACIÓN (m)	51

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	9
APOYO INICIAL No.	P11
APOYO FINAL No.	P13

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	51.00	50.00											
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	113.97	1.00	0.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	109.03	1.05	1.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	104.57	1.09	1.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	100.54	1.14	1.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	96.88	1.18	1.13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	93.55	1.22	1.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	90.49	1.26	1.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	87.69	1.30	1.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	85.11	1.34	1.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**TABLA DE TENDIDO.**
**PROYECTO:** JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
VANO DE REGULACIÓN (m)	30

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	10
APOYO INICIAL No.	P2
APOYO FINAL No.	P16

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	30.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	186.25	0.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	158.27	0.10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	131.72	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	107.54	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	86.97	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	70.90	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	59.15	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	50.74	0.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
VANO DE REGULACIÓN (m)	50

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	11
APOYO INICIAL No.	P16
APOYO FINAL No.	P24

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	47.00	52.00	50.00	60.00	49.00	42.00	40.00	52.00	-	-	-	-	-
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.17	0.21	0.19	0.28	0.19	0.14	0.12	0.21	-	-	-	-
15	188.57	0.20	0.24	0.22	0.32	0.21	0.16	0.14	0.24	-	-	-	-
20	163.69	0.23	0.28	0.26	0.37	0.25	0.18	0.16	0.28	-	-	-	-
25	141.04	0.26	0.32	0.30	0.43	0.29	0.21	0.19	0.32	-	-	-	-
30	121.25	0.31	0.37	0.35	0.50	0.33	0.24	0.22	0.37	-	-	-	-
35	104.69	0.35	0.43	0.40	0.58	0.38	0.28	0.26	0.43	-	-	-	-
40	91.35	0.41	0.50	0.46	0.66	0.44	0.32	0.29	0.50	-	-	-	-
45	80.80	0.46	0.56	0.52	0.75	0.50	0.37	0.33	0.56	-	-	-	-
50	72.50	0.51	0.62	0.58	0.83	0.55	0.41	0.37	0.62	-	-	-	-

**TABLA DE TENDIDO.**
**PROYECTO:** JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	Triplex 110 AWG
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.631
VANO DE REGULACIÓN (m)	52

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.24801

**CANTON No.** 12

**APOYO INICIAL No.** P16 **APOYO FINAL No.** P21

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	47.00	52.00	50.00	60.00	49.00								
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	179.27	0.97	1.19	1.10	1.58	1.06	-	-	-	-	-	-	-
15	173.33	1.01	1.23	1.14	1.64	1.09	-	-	-	-	-	-	-
20	167.87	1.04	1.27	1.17	1.69	1.13	-	-	-	-	-	-	-
25	162.83	1.07	1.31	1.21	1.74	1.16	-	-	-	-	-	-	-
30	158.17	1.10	1.35	1.25	1.80	1.20	-	-	-	-	-	-	-
35	153.85	1.13	1.39	1.28	1.85	1.23	-	-	-	-	-	-	-
40	149.83	1.16	1.42	1.32	1.90	1.26	-	-	-	-	-	-	-
45	146.08	1.19	1.46	1.35	1.94	1.30	-	-	-	-	-	-	-
50	142.58	1.22	1.50	1.38	1.99	1.33	-	-	-	-	-	-	-

**TABLA DE TENDIDO.**
**PROYECTO:** JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
VANO DE REGULACIÓN (m)	42

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.24801

**CANTON No.** 13

**APOYO INICIAL No.** P21 **APOYO FINAL No.** P22

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	42.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	187.56	0.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	161.39	0.18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	137.22	0.22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	115.85	0.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	97.96	0.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	83.73	0.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	72.76	0.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	64.38	0.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	Triplex #2 AWG
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.351
VANO DE REGULACIÓN (m)	47

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.24801

**CANTON No.** 14

**APOYO INICIAL No.** P22 **APOYO FINAL No.** P24

**Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón**

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	40.00	52.00											
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	114.84	0.61	1.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	109.32	0.64	1.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	104.39	0.67	1.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	99.97	0.70	1.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	95.98	0.73	1.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	92.38	0.76	1.28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	89.10	0.79	1.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	86.11	0.82	1.38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	83.37	0.84	1.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA DE TENDIDO.	
PROYECTO:	JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
YANO DE REGULACIÓN (m)	26

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	15		
APOYO INICIAL No.	P1	APOYO FINAL No.	P26

#### Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	26.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	185.88	0.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	157.37	0.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	130.04	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	104.82	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	83.11	0.14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	66.19	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	54.09	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	45.71	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA DE TENDIDO.	
PROYECTO:	JOSE ANTONIO MENDOZA

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
YANO DE REGULACIÓN (m)	49

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	18		
APOYO INICIAL No.	P32	APOYO FINAL No.	P33

#### Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	49.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	188.44	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	163.40	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	140.56	0.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	120.58	0.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	103.88	0.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	90.43	0.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	79.84	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	71.52	0.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

HIPOTESIS DE VIENTO (Km/h)	100
CONDUCTOR A INSTALAR	#2 ACSR
PESO DEL CONDUCTOR (daN/m)	0.134
YANO DE REGULACIÓN (m)	20

Conversiones.  
1daN equivale a 0.01KN  
1daN equivale a 2.2480l

CANTON No.	20		
APOYO INICIAL No.	P37	APOYO FINAL No.	P38

#### Longitudes y Flechas de cada vano del Cantón

Número del Vano	Vano 1	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11	Vano 12	Vano 13
Longitudes del Vano (mts)	20.00												
Temperatura (°C)	Tense (daN)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)	Flecha (mts)
10	215.05	0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	185.41	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	156.20	0.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	127.78	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	100.94	0.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	77.21	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	58.60	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	45.84	0.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	37.57	0.18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

# Anexo 16: Hoja solicitud de Punto de Entronque

SOLICITUD DE PUNTO DE ENTRONQUE			
<b>INFORMACIÓN A COMPLETAR POR DN - DS</b>			
SECTOR:	Managua Sur		
NÚMERO DE EXPEDIENTE:	Pendiente		
Nombre del Solicitante (proyectista y/o Obras):	Irania Marcela Murillo Pavón		
FECHA RECIBIDA:	05-nov-16		
FECHA ENVIADA A PLANIFICACIÓN:	20-feb-17		
CIRCUITO:	TPT3020		
<b>DATOS GENERALES DEL PROYECTO POR EL CLIENTE:</b>			
NOMBRE DEL PROYECTO:	RES Jose Antonio Mendoza		
USO FINAL DE ENERGÍA	Particulares		
DEPARTAMENTO:	Managua		
MUNICIPIO	Tipitapa		
DIRECCIÓN DEL PROYECTO:	Villa Victoria de Julio Colegio Guardabarranco 9C.E (Tope), Barrio Jose Antonio Mendoza,		
DUEÑO DEL PROYECTO:	DN-DS		
CARTA DE DONACIÓN	NO		
SOLICITA REEMBOLSO	NO		
OBRA PROPIA	SI		
EMPRESA DISEÑADORA:	INGENICA		
DISEÑADOR:	Ing. Páiz Ramírez Justo P.		
EMPRESA CONSTRUCTORA:	Pendiente Adjudicacion		
RESPONSABLE DE CONSTRUCCIÓN:	Pendiente Adjudicacion		
<b>DATOS TECNICOS DE CONSTRUCCIÓN:</b>			
RED PRIMARIA (km)	0.516 kilometros		
TIPO	Aerea		
CALIBRE	1/0 ACSR		
RED PRIMARIA (km)	5.318 kilometros		
TIPO	Aerea		
CALIBRE	#2 ACSR		
RED SECUNDARIA (km)	0.402 kilometros		
TIPO	Aerea		
CALIBRE	3/0 AWG		
RED SECUNDARIA (km)	2.103 kilometros		
TIPO	Aerea		
CALIBRE	1/0 AWG		
RED SECUNDARIA (km)	1.799 kilometros		
TIPO	Aerea		
CALIBRE	#2 AWG		
RED ALUMBREDO PUBLICO (km)	Conectado a LABT		
CANTIDAD LUMINARIAS	173		
TIPO	Aereo		
CALIBRE	#6 AWG		
CANTIDAD BANCO (CT)		TENSIÓN MT	TENSIÓN BT
BANCO 1	10 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 2	10 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 3	10 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 4	10 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 5	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 6	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 7	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 8	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V

BANCO 6	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 7	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 8	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 9	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 10	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 11	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 12	15 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 13	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 14	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 15	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 16	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 17	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 18	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 19	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 20	25 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 21	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 22	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 23	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 24	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 25	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 26	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 27	37.5 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 28	50 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
BANCO 29	50 kVA	7.6/13.2 kV	120/240 V
TOTAL kVA A INSTALAR.		<b>722.5 kVA</b>	<b>7.6/13.2 kV 120/240 V</b>

#### CRONOGRAMA PREVISTO

INICIO DE CONSTRUCCIÓN:

-

INICIO DE OPERACIONES:

-

#### OTROS DETALLES:

REFERENCIA BDI ANTERIOR:

M11818

REFERENCIA BDI POSTERIOR:

M10590

OBSERVACIÓN ADICIONAL:

Plasmar en formato la instalacion/Normalizacion de cualquier tipo de elemento de proteccion y maniobra según sea el estudio

LAS COORDENADAS DE PE:

Coord.: X 599015.601

Coord.: Y 1349034.654

LAS COORDENADAS DE PE1:

Coord.: X 599064.542

Coord.: Y 1348969.474

LAS COORDENADAS DE PE2:

Coord.: X 599324.037

Coord.: Y 1349129.002

LAS COORDENADAS DE PE3:

Coord.: X 599467

Coord.: Y 1348973.011

LAS COORDENADAS DE PE4:

Coord.: X 599317.947

Coord.: Y 1348804.831

Nota: Este documento se enviará a Planificación con el censo de carga y plano



## **Anexo 18. Informe Técnico Proyecto Normalización de Bo. José Antonio Mendoza**

### **INFORME TÉCNICO JOSE ANTONIO MENDOZA.**

Información General del Proyecto.

Adjudicación: N/A

Empresa Diseñadora: INGENICA S.A

Intención de la Obra: N/A

Norma Aprobada del Diseño: DN-DS

Fecha de Autorización de Diseño: 15-Enero-17

BDI más Cercano: 5510\_54742

Autorización de Entronque No: 4081

Potencia Solicitada Cliente: N/A

Potencia Nominal Autorizada: 722.5 KVA

Uso Final de la Energía: Domiciliar/Comercio

Circuito a Conectar: PTP-3020

Tramo de Entronque: TPT3020 (11148511)

Tipo de Medición: MT (Bolsa)-BT (Bicuerpo)

Ubicación de la Medición: Vía Pública, en el límite de propiedad

Potenciales Clientes No: Ninguno

#### **Aspectos generales:**

- Se construye (instala);
  - ✓ Derivada monofásica principal con calibre conductor 1/0 ACSR.
  - ✓ Sub derivada monofásica conectada a la derivada principal con calibre conductor #2 ACSR, con conector de línea viva (CLV) y conector cuña estribo.
  - ✓ Instalar centros de transformación convencionales en puntos denotados en plano.
  - ✓ La altura de aplicación de la red secundaria será de 0.1 metros a partir de la cogolla (Cúspide) del apoyo (poste) y posterior a 1.73 metros la red primaria, configurando la inversión y bifurcando dos fases de origen monofásico.
  - ✓ Red secundaria cable guía (mensajero) con calibre conductor #2 ACSR para proyección de acometidas, doble rematar en cada punto.
  - ✓ Para el emplazamiento de la red BT/MT2Ø (RES), se instala apoyo (poste) con altura de 12 metros como solución prioritaria.
  - ✓ Para el emplazamiento único de la red secundaria cable guía se instala apoyo con altura de 9 metros.
  - ✓ Conectar a puesta tierra todos los herrajes y equipos instalados en cada apoyo.

- ✓ Instalar gabinetes de medidores Bi-cuerpo con capacidad de 10 unidades de medición.

### **Solución de instalación de alumbrado público (AP):**

- ✓ Se propone la instalación de alumbrado público de 6' en puntos denotados en plano.
- ✓ El montaje de luminarias será sujeta en la parte superior del apoyo (poste)
- ✓ Conectar luminarias directamente a la nueva red secundaria instalada con conductor concéntrico calibre 12 controlado con foto celda independiente.

### **Aspectos del proyecto:**

- ✓ Los alcances de la localidad barrio Jose Antonio Mendoza, son lo reflejado en diseño, así como el perímetro establecido acorde visita previa y solicitud de la distribuidora (Disnorte - Dissur) y correcciones
- ✓ Los aspectos técnicos, criterios de diseño y construcción están basados bajo el manual constructivo de redes eficientes y sostenibles 13.2 y 24.9kV, así como solicitud de distribuidora (Disnorte - Dissur).
- ✓ Se notificó al departamento de campaña y obras de la elaboración del levantamiento del proyecto y no hubo acto de presencia.
- ✓ Se elaboró estudio de cargabilidad del sector (centros de transformaciones) y se constató que la demanda promedio de la localidad es de 0.7kW, por orientaciones superiores se toma como carga promedio 0.75kW, 0.5kW y 0.35kW detallado en diseño.
- ✓ Se anexa hoja de estaqueo de desmontaje total dentro del polígono del proyecto.
- ✓ Se anexa al plano digital capa (layer) llamada Pantallazo act. BDI para la actualización BDI que contempla la instalación red primaria y centros de transformación geo-refenciados.
- ✓ El diseño contempla la existencia de apoyos utilizados para telefonía.
- ✓ En solución técnica del proyecto se plantea la instalación de apoyos auto soportados debidamente cimentados con aporte hormigón con retención vertical (HA-106/C) o longitudinal (HA-100a/C, HA-100b/C o HA-108/C) para suplir esfuerzo ejercido de la red secundaria ubicada en la parte superior, cúspide del apoyo (Cogolla).
- ✓ Se verifico en campo que la zona cercana a la pila séptica (Laguna de oxidación) es propensa a derrumbes.
- ✓ Se instalara hormigonado p/apoyo 500 daN a los PC de 500 daN.
- ✓ Se aplicara Tense reducido al 60% para los tramos: P108-P109, P110-P111, P114-P115, P118-P119, P114-P122, P135-P136, P139-P140, P144-P145, P148-P149, P149-P151, P153-P154, P1153-P161, P163-P164, P164-P165, P165-P166, P166-P169, P170-P171, P194-P195, P195-P197.

### **Notas generales;**

- ✓ Todas las instalaciones serán realizadas sobre la vía pública respetando todos los límites de propiedad y derecho de vía.
- ✓ Todos los materiales instalados, son completamente nuevos y de primera calidad.
- ✓ La cimentación de los apoyos se realiza en estricto cumplimiento de los parámetros técnicos establecidos.

**Descripción de la obra:****La obra consiste en la construcción de:****a) Apoyos**

- 04) Apoyos de concreto de 45' 500daN.
- 119) Apoyos de concreto de 40' 300daN.
- 37) Apoyos de concreto de 40' 500daN.
- 03) Apoyos de concreto de 35' 300daN.
- 02) Apoyos de concreto de 35' 500daN.
- 23) Apoyos de madera de 30' Clase 5.
- 18) Apoyos de concreto de 30' 300daN.
- 04) Apoyos de concreto de 30' 500daN.

**b) Tendido**

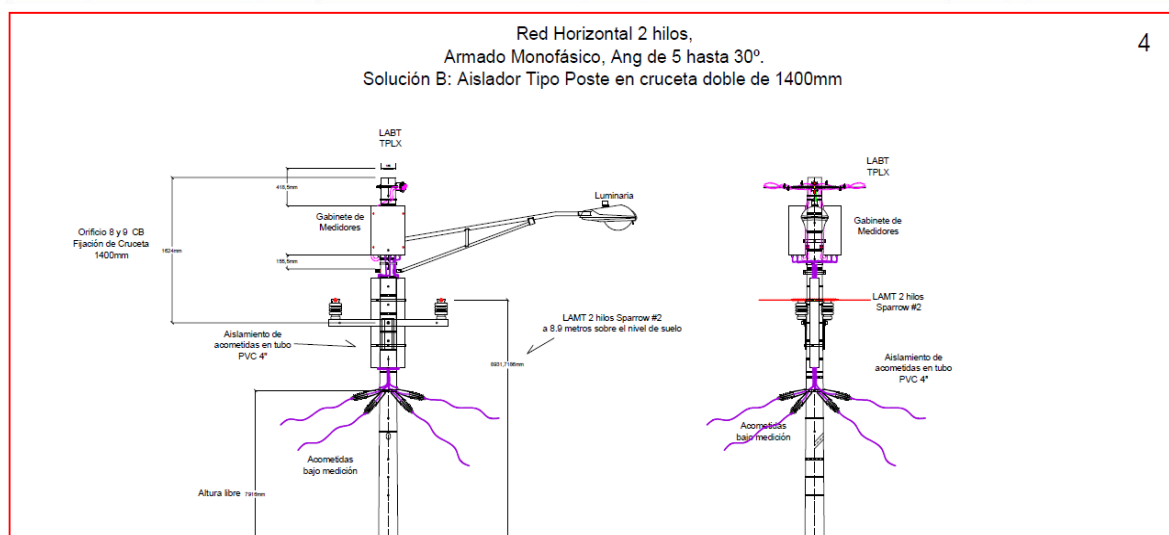
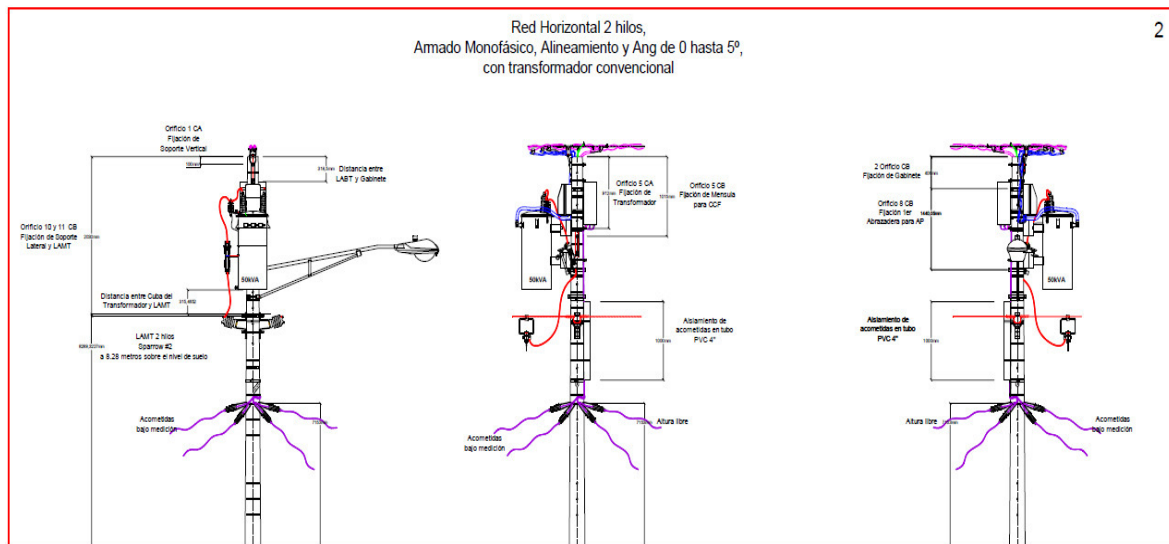
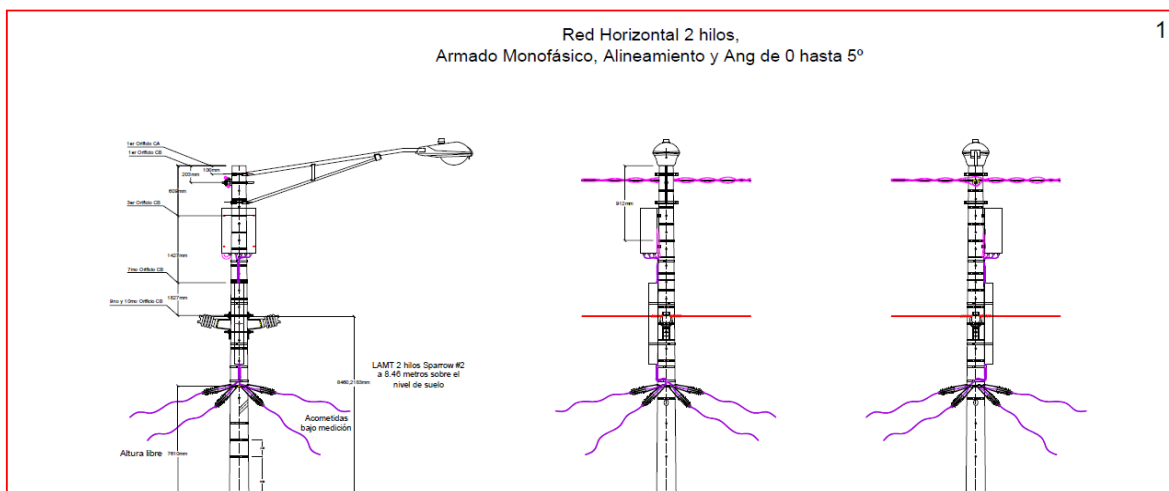
- 0.554 kilómetros de red primaria trifásica con calibre conductor 1/0 ACSR.
- 0.517 kilómetros de red primaria monofásica con calibre conductor 1/0 ACSR.
- 5.319 kilómetros de red primaria monofásica con calibre conductor #2 ACSR.
- 0.402 kilómetros de red secundaria Triplex calibre conductor 3/0 AWG.
- 2.106 kilómetros de red secundaria Triplex calibre conductor 1/0 AWG.
- 1.799 kilómetros de red secundaria Triplex calibre conductor #2 AWG.
- 6.611 kilómetros de red cable guía con calibre conductor #2 ACSR.

**c) Centros de transformación convencionales**

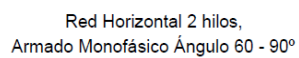
- 7 unidades independientes de 10kVA; 7.6/13.2kV-120/240V.
- 8 unidades independientes de 15kVA; 7.6/13.2kV-120/240V.
- 6 unidades independientes de 25kV; 7.6/13.2kV-120/240V.
- 7 unidades independientes de 37.5kVA; 7.6/13.2kV-120/240V.
- 1 unidades independientes de 50kVA; 7.6/13.2kV-120/240V.

**Informe Técnico realizado por:****Irania Marcela Murillo Pavón****Proyectista INGENICA**

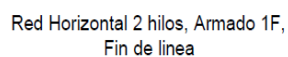
Anexo de imagen de pantalla de los detalles de PRES horizontal, Fuente:  
MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DE PROYECTO DE REDES EFICIENTES Y  
SOSTENIBLES 13.2 Y 24.9 kV, DISNORTE-DISSUR



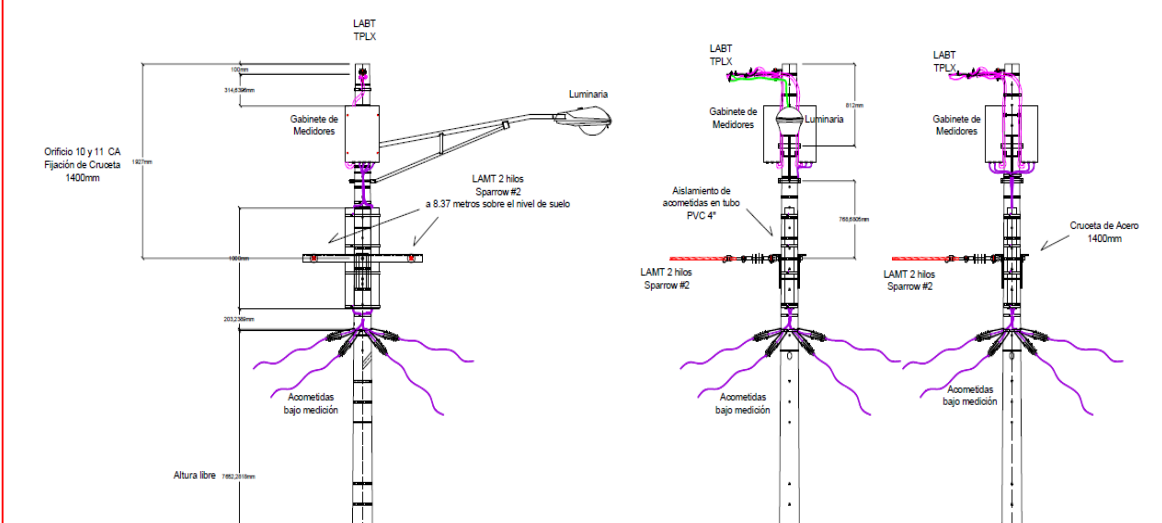
## 5

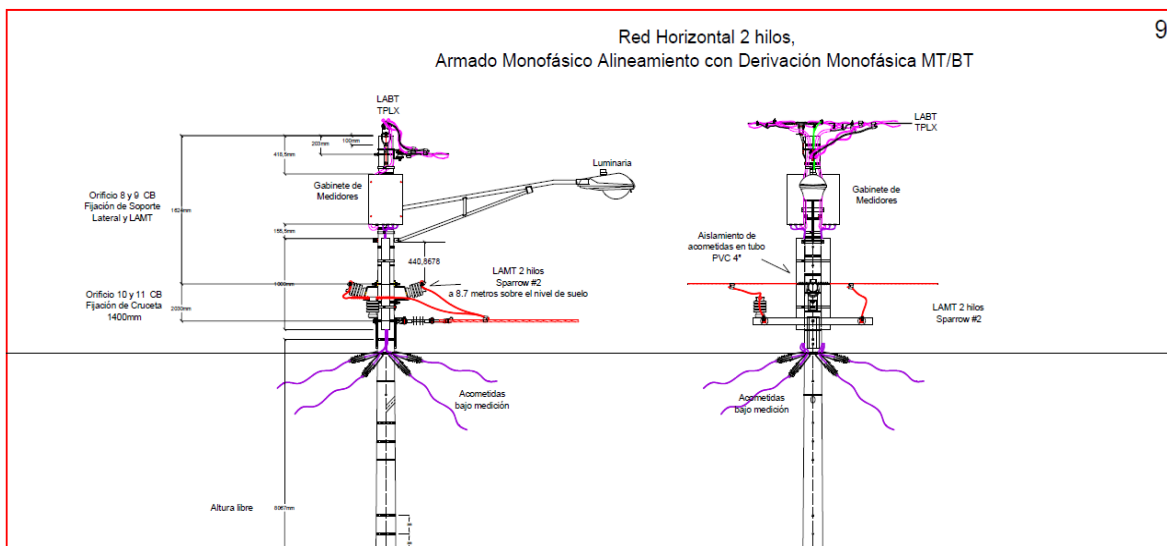
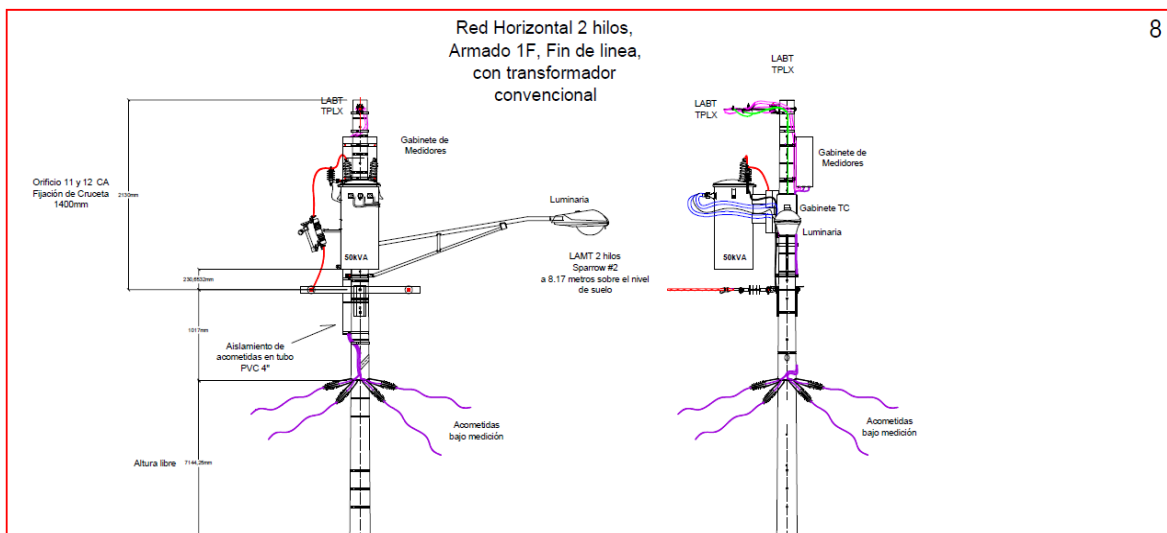


Red Horizontal 2 hilos,  
Armado Monofásico Ángulo 60 - 90°

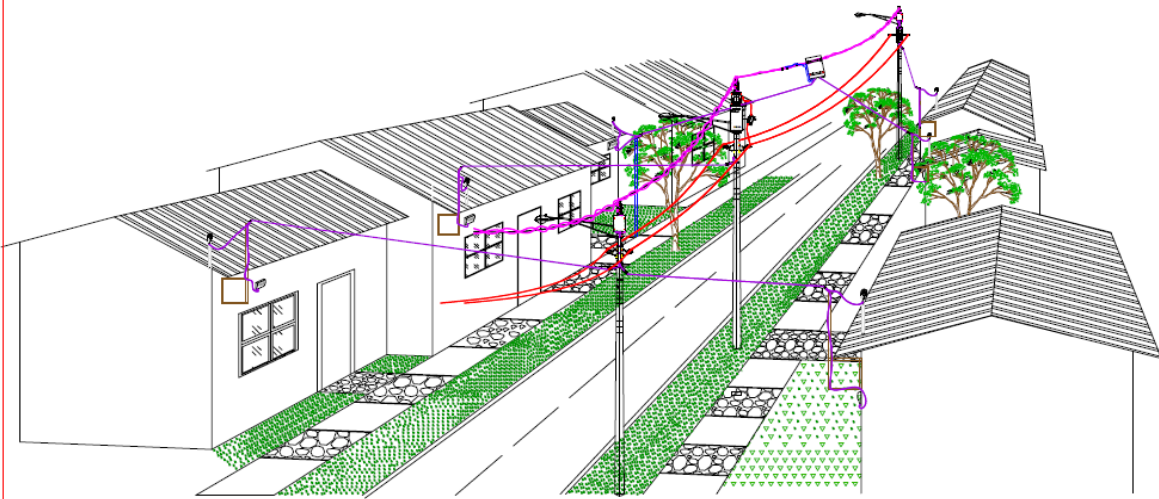


Red Horizontal 2 hilos, Armado 1F,  
Fin de linea

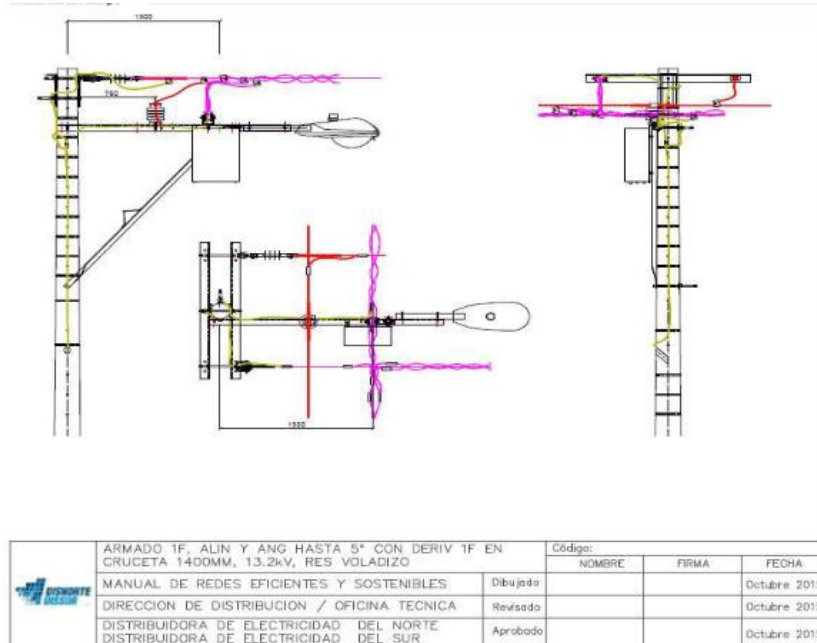




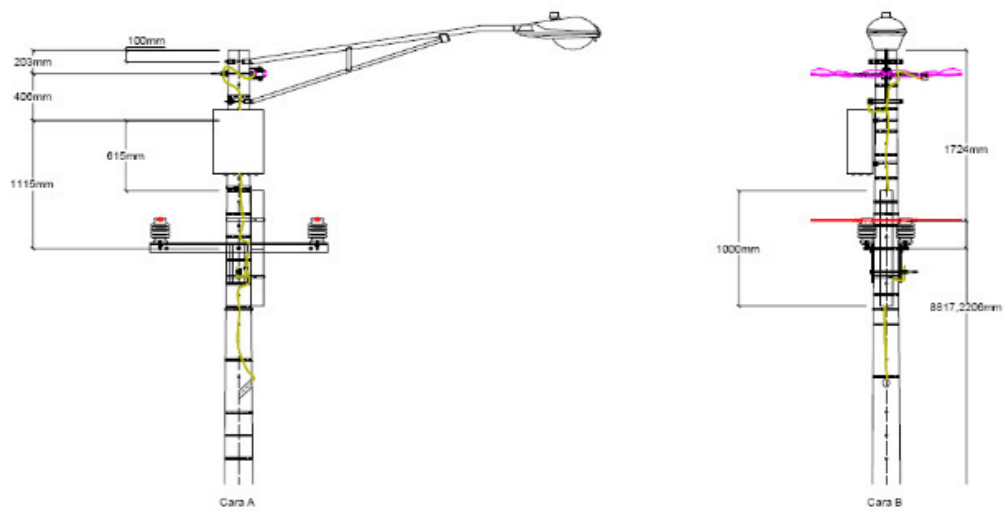
### Solución de gabinete en medio vano en Red Horizontal 2 hilos



Anexo de Imagen ejecución de Proyecto Bo. José Antonio Mendoza Fuente:  
MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DE PROYECTO DE REDES EFICIENTES Y  
SOSTENIBLES 13.2 Y 24.9 kV, DISNORTE-DISSUR

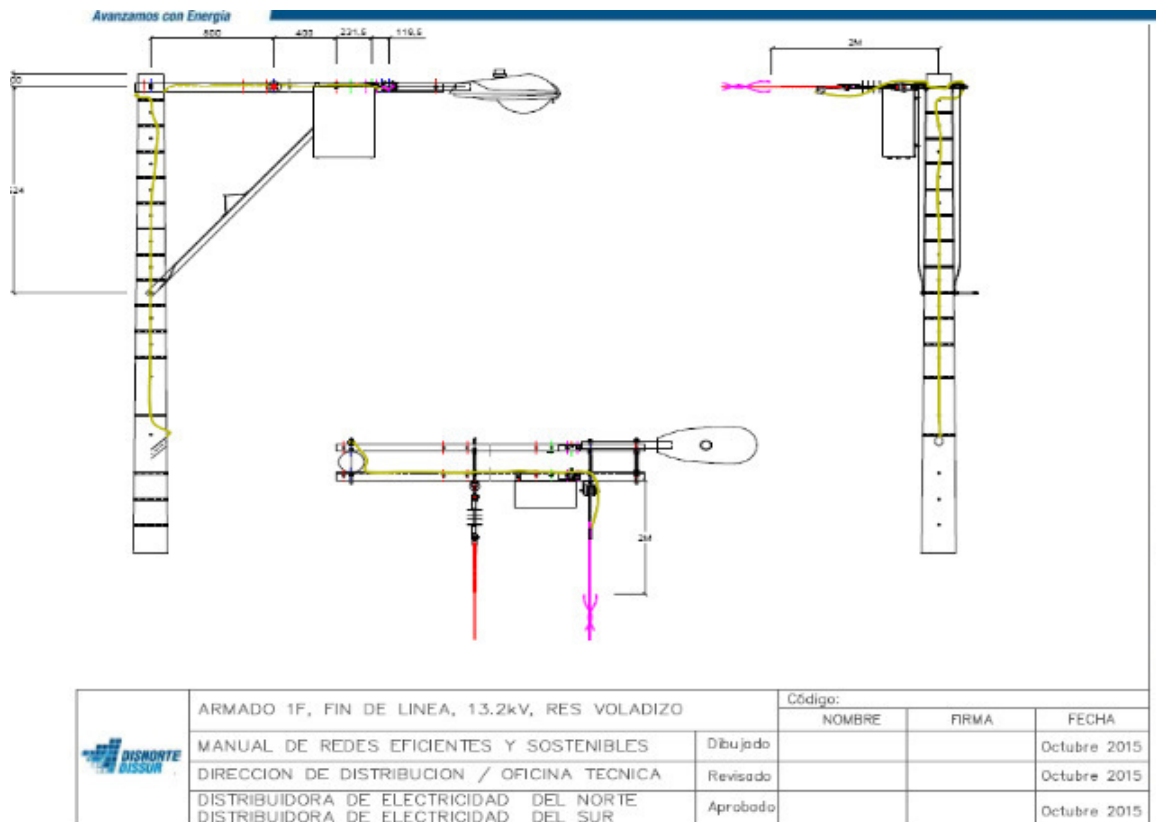


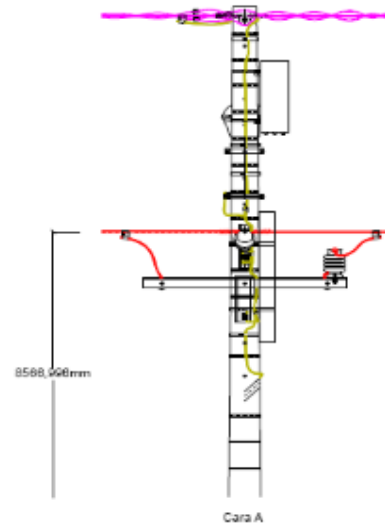
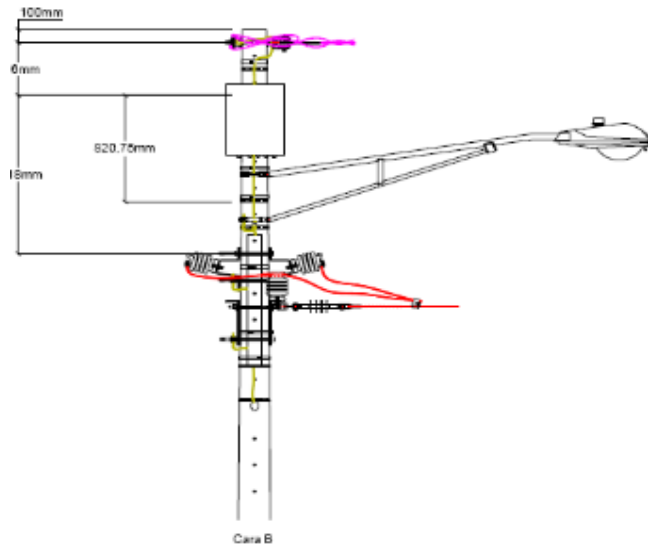




	ARMADO 1F, ANG 5 - 30° EN CRUCETA 1400MM, 13.2kV RES. COMPACTA		Código:		
			NOMBRE	FIRMA	FECHA
MANUAL DE REDES EFICIENTES Y SOSTENIBLES	Dibujado				Octubre 2015
DIRECCION DE DISTRIBUCION / OFICINA TECNICA	Revisado				Octubre 2015
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE	Aprobado				Octubre 2015
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR					

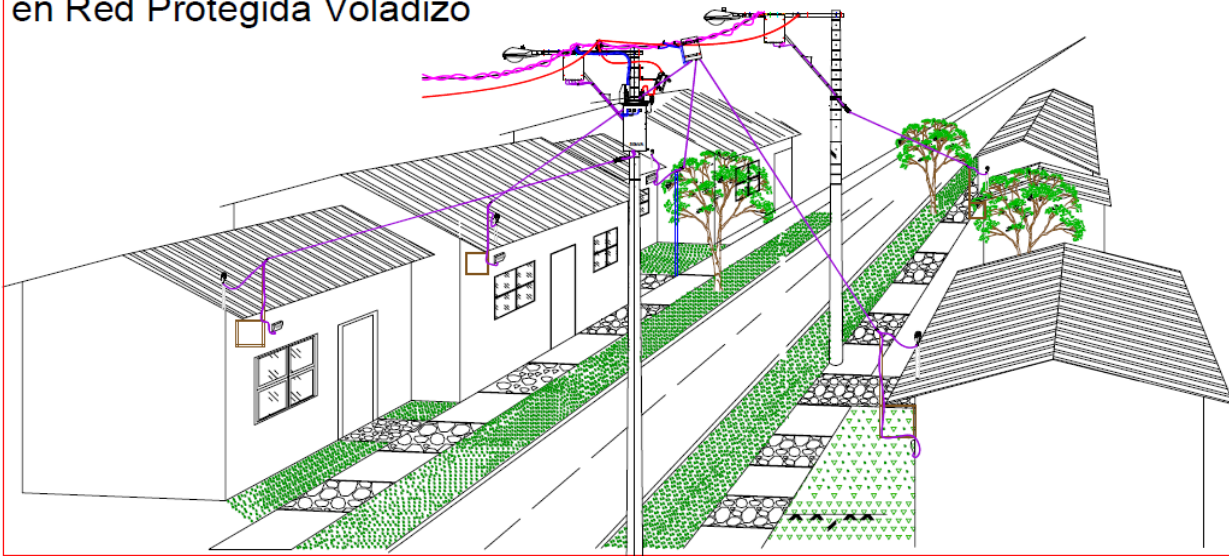






**Anexo Instalacion de Gabinetes en la Norma PRES. Fuente:  
MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DE PROYECTO DE REDES EFICIENTES Y  
SOSTENIBLES 13.2 Y 24.9 kV, DISNORTE-DISSUR**

**Solución de gabinete en medio vano  
en Red Protegida Voladizo**



**Solución de gabinete en medio vano  
en Red Horizontal 2 hilos**

